VISIT…

Т. Д. ГОЛФ-РАХТ

ОСНОВЫ НЕФТЕ-ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Перевод с английского
Н. А. Бардиной, П. К. Голованова,
В. В. Власенко, В. В. Покровского

Под редакцией кандидата технических наук
А. Г. Ковалева

МОСКВА „НЕДРА" 1986

Developments in Petroleum Science, 12

fundamentals of fractured reservoir engineering

by
T.D. VAN GOLF-RACHT

- Manager Reservoir Engineering Dept.
  Petroleum Division, Norsk Hydro
  Oslo, Norway
- Professor of Reservoir Engineering
  University of Trondheim
  Trondheim, Norway
- Member of Norwegian
  Academy of Science

ELSEVIER SCIENTIFIC PUBLISHING COMPANY
AMSTERDAM – OXFORD – NEW YORK 1982

Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/Под ред. А. Г. Ковалева.— М.: Недра, 1986.—608 с.

Освещены материалы о трещиноватых коллекторах. Дана классификация трещиноватых пластов-коллекторов. Описаны свойства пород: проницаемость, пористость, трещиноватость, анизотропия, геофизические методы определения параметров. Рассмотрены вопросы установившейся и неустановившейся фильтрации жидкостей в трещиноватой породе, течения жидкостей в анизотропной по проницаемости среде. Изложены основы разработки залежей, связанных с трещинными коллекторами, и методы расчета технологических показателей.

Для геологов-промысловиков, геофизиков, гидрогеологов, разработчиков нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 77, ил. 430, список лит. — 191 назв.

Рекомендовано к переводу: *А. Т. Горбуновым*, д-ром геол.-минер. наук (Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт)

Г $\frac{1904050000-241}{043(01)-86}$ 130—86

© Elsevier Scientific Publishing Company, 1982

© Перевод на русский язык, издательство «Недра», 1986

История трещиноватых пластов-коллекторов такая же древняя, как история самой нефти. На симпозиуме по трещинным коллекторам в Лос-Анджелесе (март, 1952 г.) Леворсен отметил, что понятие «трещинная пористость» было введено геологом Е. Б. Эндрюсом лишь два года спустя после открытия Дрейка[1]; в 1861 г. Е. Б. Эндрюс писал, что если имеются многочисленные трещины вдоль простирания антиклинали, то это является одним из основных признаков существования условий для аккумуляции углеводородов. Он также показал, что существует прямая зависимость между величиной добычи нефти и количеством трещин. Но только в начале 50-х годов следующего столетия в связи с открытием залежей нефти на площади Спраберри в Западном Техасе и гигантских месторождений в странах Среднего Востока появился повышенный интерес к залежам такого типа. С конца 50-х гг., особенно в два прошедших десятилетия, развивались различные концепции в таких областях, как геология, геологопромысловая характеристика коллектора, движение флюида к скважине, механизм извлечения нефти из пласта и т. п. Однако результаты исследований, опубликованные в статьях, затрагивали только отдельные проблемы теории появления и существования трещинных коллекторов, касающиеся ограниченных площадей. Чтобы обобщить опубликованный материал и свои собственные взгляды на природу трещинных коллекторов, я попытался написать книгу, в которой читатель мог бы найти необходимые приемы и методики оценки трещин путем обработки данных наблюдений при исследовании процесса движения флюида к скважине, анализе поведения залежи в течение всего периода разработки с учетом специфического механизма добычи нефти.

Установление новых принципов и законов, описывающих динамику явлений в трещинных коллекторах, позволит инженерам и геологам при решении различных задач разработки месторожде-

[1] В 1859 г. фирма, организатором и директором которой был Э. Дрейк, успешно пробурила в Пенсильвании скважину глубиной 21,2 м, дававшую от 1,5 до 3,5 т/сут нефти. Это событие в США считается началом создания нефтяной промышленности, хотя есть сведения о том, что раньше, в 1857 г., в США уже была пробурена нефтяная скважина.

На территории СССР первая нефтяная скважина глубиной 50 м была пробурена в Ухтинском районе в 1855 г.— *Прим. Ред.*

ний этого специфического вида отказаться от вынужденного использования методик, разработанных для обычных поровых (терригенных и карбонатных) коллекторов. При обработке данных для пласта с естественной трещиноватостью также следует избегать методик, успешно применяемых при анализе явлений в призабойной зоне скважин, эксплуатирующих пласт с искусственно образованными трещинами, так как условия течения в этих двух случаях могут быть совершенно различными. Очевидно, что при гидродинамических расчетах неприемлемо основываться только на простых концепциях общепринятых режимов работы пластов (режим вытеснения нефти водой или режим растворенного газа), так как залежи в трещинных коллекторах разрабатываются главным образом при существенном проявлении гравитационно-капиллярных сил, включая действие всех разновидностей процессов пропитки и дренирования. Для лучшего понимания различных концепций весь материал, представленный в книге, преподносится по современной схеме исследования залежи. Таким образом, первая часть посвящена описанию пласта, вторая — течению жидкостей к скважине и третья — механизму движения жидкости в трещиноватом пласте-коллекторе.

Образование трещин, методы их обнаружения, описания и соответствующей обработки информации всех типов детально обсуждаются в первой части.

Течение жидкости в трещинах, а также одновременное течение жидкости в матрично-трещинных системах основано на принципах радиально-симметричного течения, которое подробно излагается во второй части.

В третьей части описывается механизм течения в сложных условиях и даются новые концепции и подход к пониманию трехфазного (нефть — газ — вода) потока, позволяющие оценить роль гравитационных и капиллярных сил. Показано, что в трещинном коллекторе процесс вытеснения нефти водой и механизм проявления режима растворенного газа совершенно видоизменяются.

Материал, представленный в этой книге, получен автором при изучении трещиноватых пластов-коллекторов в Европе и на Среднем Востоке на протяжении последних двадцати лет. Результаты различных исследований и постоянных попыток сопоставить поведение залежи с теоретическими показателями, определенными согласно рекомендациям, приводимым в различных статьях, были основой совершенствования специфичного механизма добычи нефти из трещинных коллекторов. Кроме того, дискуссии со специалистами при рассмотрении различных проектов разработки позволили

усовершенствовать концепции, которые использованы в этой книге. Я с гордостью отмечаю, что основа третьей части книги явилась результатом моего знакомства с М. Маскетом в Лондоне (1963 г.), где мы оба участвовали в работе по прогнозной оценке перспектив разработки месторождения Рагуза (Сицилия). Концепции М. Маскета о механизме течения в порово-трещинных коллекторах и влиянии скорости подъема водонефтяного контакта на нефтеотдачу явились основой подхода к решениям, излагаемым в главах 9 и 10. Позже, в последнее десятилетие, когда уточнялись основные положения о природных трещинных коллекторах, я имел возможность доложить и обсудить различные части этой книги на ряде научных конференций. Отдельные части книги были прочитаны в моем курсе в Геологическом институте Миланского университета (1968—1973 гг.), в Нефтяном институте Тронхеймского университета (1973—1980 гг.), в Горном институте в Турине (1972 г.), а также инженерам YPF* (Буэнос-Айрес) и инженерам-нефтяникам фирмы „Петробраз"* (Рио-де-Жанейро) и „Статойл"* (Ставангер) и т. д.

Между тем обнадеживающие результаты, полученные при сравнении промысловых данных с теоретическим прогнозом поведения пласта, подкрепили мою убежденность, что книга, трактующая основы трещинных коллекторов, может открыть новую научную область в нефтяной науке и механике движения флюида. Имея в виду эту цель, книгу готовили в качестве основного научного пособия при изучении трещинных коллекторов студентами университетов, а также промысловыми геологами и инженерами, участвующими в промысловых операциях.

Новые концепции и методы, учитывающие специфику трещинных коллекторов, изложенные в этой книге, позволят исключать ошибки, встречающиеся при применении подходов и методов, разработанных для обычных поровых пластов, например при использовании методики расчета притока жидкости после процесса искусственного трещинообразования для прогнозирования поведения природного трещинного коллектора. И, наконец, я надеюсь, что, хотя научная основа изучения трещинных коллекторов достаточно разработана в предлагаемой книге, дальнейшие исследования в этой области принесут огромную пользу.

Пользуясь случаем, я хочу поблагодарить всех сотрудников, которые помогали мне в издании книги. Во-первых, я хочу отме-

* Государственные нефтяные компании соответственно Аргентины, Бразилии и Норвегии. — *Прим. Ред.*

тить Дэвида Никлина, содействовавшего в написании гл. 3, и его жену Патрицию, которая тщательно подготовила чертежи. Мне также хотелось бы поблагодарить Элен Дамслес за перепечатку большей части этой книги, Грэт Глассе за проверку отпечатанных текстов и Кари Андерсен за подготовку рисунков. Огромное признание выражаю Импект-График за окончательное оформление отпечатанного материала.

Особую благодарность приношу обществу инженеров-нефтяников за любезно предоставленные копии иллюстраций и таблиц.

Париж, май, 1981 г.

Профессор, доктор
Теодор ван Голф-Рахт

Часть I

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

В нефтепромысловой геологии и технологии разработки под геолого-физической характеристикой пласта понимается совокупность исходной информации о породах, слагающих пласт, и насыщающих их флюидах на отдельных участках залежи, которая посредством различных приемов и методов экстраполируется на весь пласт.

Поскольку трещинные коллекторы отличаются от обычных поровых, необходимо обращать внимание на их специфические черты. В связи с этим особо следует учитывать влияние геологических условий на процесс трещинообразования, который подробно освещен в гл. 1. Связь условий трещинообразования с механическими свойствами горных пород и типами напряжений позволяет оценить высокотрещиноватые зоны. Эта задача может быть решена более эффективно моделированием пласта с использованием математических моделей.

Обнаружение трещин, их оценка и обработка полученных данных являются другим существенным этапом в формировании геолого-физической характеристики трещиноватого пласта. В гл. 2 детально рассмотрены все параметры, связанные с густотой и интенсивностью трещин, а также различные методики обработки данных, в гл. 3 приведены многочисленные промысловые примеры. В гл. 4 дана количественная оценка трещинной пустотности и проницаемости, их взаимной корреляции, а также рассмотрены идеализированные геометрические модели для определения этих параметров. Влияние свойств породы на поведение двухфазных систем при проявлении действия капиллярного давления и относительных проницаемостей пересмотрено в свете специфики взаимосвязи трещинной пустотности и межзерновой пористости коллектора.

В гл. 5 рассматривается возможность изучения трещиноватости косвенными методами путем интерпретации данных различных видов каротажа, позволяющими получить дополнительную информацию к данным прямых измерений на образцах пород.

В целом материалы, содержащиеся в этих пяти главах, дают определение основных физических параметров и показывают методы их оценки, которые могут быть использованы в дальнейшем при составлении геолого-физической характеристики трещиноватого пласта или трещинного коллектора.

Глава 1

ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ

Изучение геологии трещиноватых пластов требует изучения зависимости процесса трещинообразования от геологических процессов, которые происходили в то же время. Для этого необходима разработка теории трещинообразования и обоснованной диагностики характерных признаков трещинного коллектора. Трещиноватость горных пород имеет в основном тектоническое происхождение, развиваясь при складкообразовании или в связи с образованием разломов и обособлением отдельных блоков. Иногда она может быть обусловлена различными в разных зонах скоростями диагенеза и литификации осадков.

В общем понимание процесса трещинообразования в последнее время существенно расширилось и эмпирический подход в изучении этой проблемы трансформировался в научный, а следовательно, усовершенствовалось геолого-физическое описание коллекторов и стали практиковаться различные виды моделирования.

Однако необходимо помнить, что оценка трещиноватости является намного более сложной проблемой, чем оценка пористости и проницаемости типичного порового коллектора. Фактически трещиноватость зависит от распределения механических напряжений в горной породе и ее прочностных свойств. Отсюда характеристики трещиноватости (результаты трещинообразования), такие как раскрытость трещин, их размер, распределение, ориентация и т. д., будут связаны с характером напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их структурными особенностями, глубиной залегания (давлением вышележащих пород), литологией, мощностью пласта и т. д.

В этой главе рассматриваются геологические условия трещинообразования, в том числе взаимосвязь механики горных пород и геологических процессов (образования разрывных нарушений, складок и т. д.), а также характеристики пород и их изменение в результате образования трещин. Чтобы разработать обоснованную геологическую модель трещинного коллектора, были детально рассмотрены различные геологические условия и сам процесс трещинообразования. Полученные результаты представляются весьма интересными с точки зрения постановки, детализации и усложнения дальнейших исследований в этой области.

1.1. Введение

Прежде чем приступить к детальному анализу явления трещиноватости, следует дать определение некоторых терминов и сформулировать несколько основных положений.

1.1.1. Что такое трещина?

Согласно разным точкам зрения, можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала. Процессом, в результате которого происходит потеря сцепления данного материала (породы), является разрыв, следовательно, трещина представляет собой результат разрывного нарушения. В общем случае трещина, по которой отмечается относительное смещение пород, может классифицироваться как разлом или нарушение, в то время как трещина, по которой не наблюдается заметных смещений, может классифицироваться как просто трещина или макротрещина (рис. 1.1, *а, б*).

Трещина также может быть определена в более широком смысле как следствие нарушения сплошности пласта. В этом случае породы разбиты на блоки трещинами, разломами, разрывами и плоскостями сочленения и непрерывность простирания отложений нарушается, но какие-либо перемещения по поверхности разрыва отсутствуют.

Чем следует считать трещину — разломом, нарушением, плоскостью сочленения или просто трещиной, это зависит от масштаба исследования. В наиболее общем случае то, что называется трещиной, может рассматриваться как плоскость сочленения.

1.1.2. Происхождение трещин

Ссылаясь на определение разрыва как потерю сцепления материала вдоль плоскостей, которые разделяют породу на отдельные части, необходимо отметить, что при распространении этого объяснения на осадочные породы земной коры можно встретиться с определенными трудностями [2]. Это связано прежде всего с тем, что в развитии трещиноватости пластов горных пород исключительно важную роль играет геологическая обстановка.

Так, если из трех пластов а, б, в (рис. 1.2) пласт б может растрескиваться при меньших напряжениях, чем пласты а и в, то, очевидно, что, когда в пласте б образуются многочисленные трещины, пласты а и в могут оставаться целыми, выдерживая действующие напряжения. И хотя в этом случае единичный пласт б подвергается растрескиванию, вся эта пачка осадочных пород не будет считаться трещиноватой.

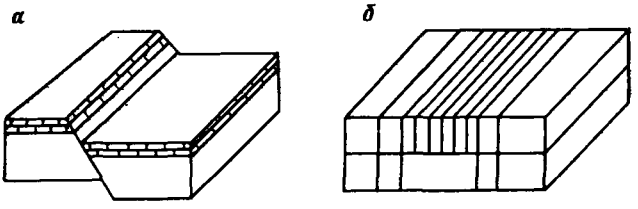


Рис. 1.1. Схематическое изображение сброса (*а*) и трещин без смещения пластов (*б*)

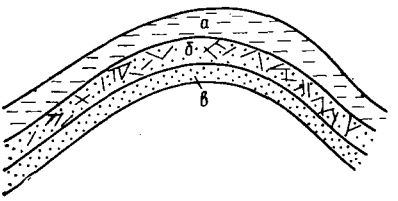


Рис. 1.2. Нетрещиноватые слои а, в и трещиноватый слой б между ними

Происхождение трещин и их взаимосвязь со структурно-тектоническими условиями много обсуждаются в литературе, причем особое внимание уделяется интенсивности трещин и их роли при образовании ловушек.

Стирнс и Фридман [2] различают два класса трещин: трещины, генетически связанные со складкообразованием, и трещины, связанные с образованием локальных структур (региональные трещины).

Хадсон на основе результатов проведенного в штатах Аризона и Юта изучения разрозненных трещин и плоскостей сочленения в пластах отвергает теорию генетической связи трещин, представляющих собой плоскости сочленения, и складчатости. Он считает, что эти трещины были сформированы на ранней стадии седиментогенеза в результате усталостного разрушения пород под действием приливов и отливов.

Прайс полагает, что, даже несмотря на наличие разрозненных трещин в ряде относительно молодых осадков, трудно поверить, чтобы ранее сформировавшиеся трещины могли сохраниться при последующем уплотнении осадков и их диагенезе.

Кук [5], изучая осадки Сиднейского бассейна, пришел к выводу, что ранее сформированные разрозненные трещины могли сохраниться в течение более поздних геологических стадий развития, таких как захоронение и консолидация осадков.

Харис, анализируя зависимость между плотностью трещин и мощностью пласта, установил наличие прямой корреляции между ними.

На основании полевых наблюдений можно сделать вывод о том, что структурно-трещинные зависимости необходимо связывать с подразделением трещин на две различные категории:

а) трещины, связанные с геометрией структуры, — это такие трещины, которые имеют постоянную ориентацию и упорядоченную систему распространения на всей площади наблюдений. Эта связь трещин со структурой относится к особенностям локальных участков доскладчатого периода;

б) трещины, не связанные с геометрией структуры, — это трещины, включающие неправильные или изогнутые разрывы при отсутствии какой-либо закономерности в их ориентации. Такие трещины связаны с различными поверхностными явлениями (оползнями, оседанием пластов под действием силы тяжести и т. д.) [1].

1.2. Геологические условия трещинообразования

Всестороннее изучение известных трещиноватых пластов показало, что трещинные коллекторы наиболее вероятны в хрупких породах с низкой пористостью, залегающих в областях, где проявлялись благоприятные с точки зрения растрескивания тектонические подвижки [2]. Образующиеся в таких условиях крупные очень большой протяженности трещины называются макротрещинами. Если порода менее хрупкая и имеет высокую межгранулярную пористость, трещины характеризуются в основном ограниченной протяженностью и относительно небольшой раскрытостью и поэтому называются микротрещинами, или трещинами разрыва.

Трещины, образовавшиеся в результате действия напряжений, и уменьшения сцепления между частицами породы, могут быть связаны с различными геологическими условиями, такими как:

а) деформация пород в случае образования складок или дизъюнктивных нарушений;

б) глубокая эрозия перекрывающих пород, которая вызывает неодинаковые напряжения по ослабленным плоскостям;

в) сокращение объема породы в результате потери воды, содержащейся в глинистых сланцах или глинистых песчаниках;

г) уменьшение объема при изменении температуры в изверженных породах.

1.2.1. Механика горных пород и трещинообразование

1.2.1.1. Основные уравнения

В пластовых условиях элементарный объем породы находится в напряженном состоянии, обусловленном давлением вышележащих пород (геостатическим давлением), боковым сжатием, давлением флюида (поровым давлением), и кроме того, действием тектонических сил. Если принять обычное изображение сил в трех взаимно перпендикулярных направлениях и обозначить направления главных напряжений тремя перпендикулярными векторами, то компоненты σ_1, σ_2, σ_3 будут соответственно наибольшим промежуточным и наименьшим напряжениями (рис. 1.3). Чаще всего из этих трех главных напряжений вертикальное σ_1 соответствует горному давлению, обусловленному весом вышележащих пород, в то время как горизонтальные σ_2 и σ_3 могут быть нагрузками сжатия или растяжения.

Взаимосвязь нормального σ и тангенциального (сдвигового) τ напряжений, действующих в плоскости, перпендикулярной к σ_1 и σ_3, выражается как функция угла ψ между направлением наибольшего главного напряжения σ_1 и плоскостью AB (рис. 1.4). Равновесие сил, действующих на треугольную призму с основанием ABC, выражается следующим образом.

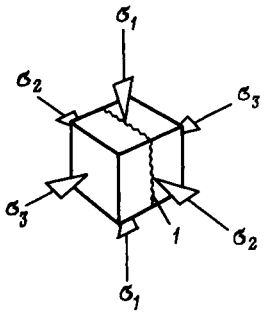


Рис. 1.3. Напряженный элемент породы и наиболее вероятная плоскость образования трещин. *1* — образовавшаяся трещина

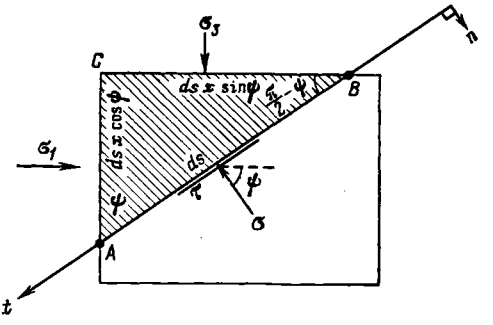


Рис. 1.4. Действие нормальных σ и тангенциального τ напряжений в плоскости, составляющей угол ψ с направлением главного напряжения [7]

Из условия равновесия сил в направлениях n и t

$$\sum_i F_{i,\,n} = 0; \quad \sum_i F_{i,\,t} = 0,$$

причем в направлении n

$$\sigma = \frac{\sigma_3 + \sigma_1}{2} - \frac{\sigma_3 - \sigma_1}{2}\cos 2\psi + \tau_{3,1}\sin 2\psi, \tag{1.1}$$

и в направлении t

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\sin 2\psi + \tau_{3,1}\cos 2\psi. \tag{1.2}$$

Используя диаграмму Мора (рис. 1.5) при соответствующем изменении угла ψ, уравнения (1.1) и (1.2) можно переписать в виде функции главных напряжений σ_1^*, σ_3^*, действующих на главных площадках, направленных под углами $\psi = \psi_1$ и $\psi = \psi_2 = \psi_1 + 90°$.

Если известны ψ_1, ψ_3направления главных площадок и величины напряжений σ_1^* и σ_3^* то уравнения (1.1) и (1.2) примут вид

$$\sigma = \frac{\sigma_1^* + \sigma_3^*}{2} - \frac{\sigma_3^* - \sigma_1^*}{2}\cos 2\psi'; \tag{1.1}'$$

$$\tau = \frac{\alpha_3^* - \sigma_1^*}{2}\sin 2\psi', \tag{1.2}'$$

где

$$\psi = \psi_1 + \psi'. \tag{1.3}$$

Для определения соотношения величин τ и σ были использованы результаты соответствующих экспериментов, которые показали, что тангенциальное напряжение прямо пропорционально нормальному напряжению:

$$\frac{\tau}{\sigma} = \operatorname{tg}\psi = \operatorname{tg}(\psi_1 + 45°), \qquad (1.4)$$

где ψ — угол внутреннего трения материала.

Используя огибающую Мора, можно установить, что скольжение будет происходить по плоскости, составляющей угол около $45° + \psi/2$ с направлением главного напряжения. Поскольку песок имеет угол внутреннего трения $\psi \approx 30°$, обычно скольжение происходит с наклоном около 60°, что подтверждается наблюдениями, которые приводились в различных геологических работах [2, 7, 8].

Для песчаных отложений с углом внутреннего трения около 30° разрыв будет происходить при $\sigma_1 = \sigma_3$ по плоскости, составляющей угол 45° с направлением наименьшего главного напряжения (рис. 1.6). В подобных условиях (рис. 1.6), если вертикальное напряжение фиксировано, то разрушение будет происходить при величине горизонтального напряжения, составляющей от $^1/_3$ до 3 величин вертикальных напряжений.

Проведенный выше анализ может быть распространен и на сцементированные породы. Такие выводы получены в основном в лаборатории по данным испытания образцов горных пород при трехосном сжатии.

При использовании максимальных и минимальных напряжений σ_1^* и σ_3^* было замечено, что в случае высоких значений σ_1^* почти все породы деформируются пластично и огибающие Мора аппроксимируются параллельными оси σ. При низком давлении большинство пород разрушается в результате хрупкого растрескивания. Основное уравнение, определяющее это состояние, представляется в виде

$$\tau = \pm(\tau_0 + \sigma \operatorname{tg}\psi), \qquad (1.4)'$$

где τ_0 — прочность на сдвиг при нулевом нормальном напряжении

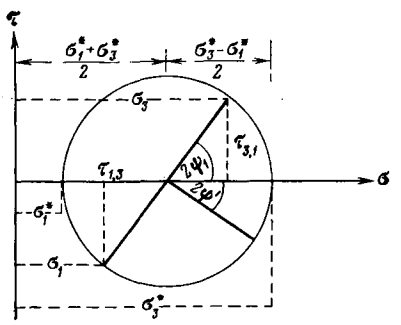


Рис. 1.5. Диаграмма Мора для определения нормальных напряжений σ и тангенциальных τ, действующих в плоскости, ориентированной под углом ψ [7]

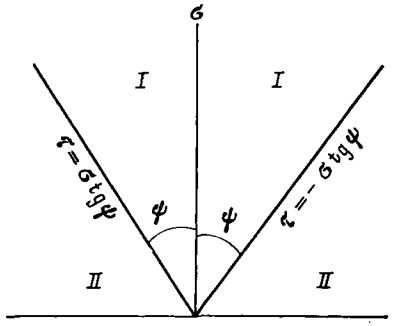


Рис. 1.6. Зависимость между σ, τ и ψ, соответствующая плоскостям разрушения в песках.

Области: *I* — устойчивая; *II* — неустойчивая

и угле трения ψ, изменяющемся от 20 до 50°, но в большинстве случаев составляющем около 30°. Это уравнение, как правило, применимо ко всем породам, представляющим интерес с геологической точки зрения, исключая соль и пластичные глины.

Анализ поведения пород можно модифицировать, учитывая роль флюида, насыщающего поры. В этом случае эффективное напряжение $\sigma_{эф}$ будет выражено как разница между средним нормальным напряжением $\bar{S}$ и поровым давлением P:

$$\sigma_{эф} = \bar{S} - P, \tag{1.5}$$

в то время как тангенциальное напряжение τ остается независимым от давления P. Действительно, давление P не создает тангенциального усилия, поскольку оно передается на флюид и твердую фазу одновременно, и, следовательно, создание определенных значений σ в испытаниях при трехосных нагрузках обеспечивает условия соответствующего моделирования деформационной картины для горных пород при их естественном залегании.

Чтобы оценить вертикальное напряжение в пластовых условиях, σ_z необходимо выразить следующим образом:

$$\sigma_z = S_z - P = h\gamma_г - h\gamma_в = h\Delta\gamma \tag{1.6}$$

при отсутствии аномального пластового давления. Если толща пород разбита нарушениями и при этом созданы условия появления аномального давления в насыщенных флюидом порах, то значение $\gamma_в$ следует считать фактором локального градиента порового давления $G_в$ и не отождествлять его с гидростатическим давлением. В случае аномально высокого порового давления P уменьшение σ_1 может быть достаточно существенным, как это наблюдалось, например, в Северном море (юрские отложения) и в Мексиканском заливе.

1.2.1.2. Исследования прочности горных пород

Наиболее распространенная методика исследования характера разрушения горных пород — общепринятая методика при трехосном нагружении образца.

Эксперименты проводятся на цилиндрическом образце, который подвергается осевой нагрузке (максимальное главное напряжение σ_1), действующей по оси цилиндра, и всестороннему боковому давлению, создаваемому давлением жидкости в камере обжима (так что два минимальных напряжения оказываются равными: $\sigma_2 = \sigma_3$), перпендикулярному к оси цилиндра (рис. 1.7).

Главным условием является обеспечение соответствующего гидростатического давления, эквивалентного боковому сжатию, при котором можно в заданных пределах увеличивать осевую нагрузку. Такая форма комбинирования напряжений для оценки деформационных свойств широко описана в литературе. Основной результат исследований по этой методике заключается в том, что значе-

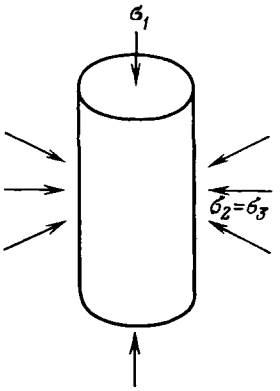


Рис. 1.7. Испытание образца при трехосном сжатии (осевое сжатие σ_1) при всестороннем давлении флюида, обеспечивающем условие $\sigma_2 = \sigma_3$

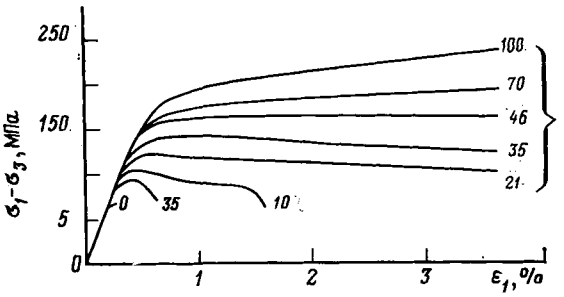


Рис. 1.8. Зависимость между дифференциальным напряжением $\sigma_1 - \sigma_3$ и деформацией ε_1 при различных давлениях всестороннего сжатия (бокового давления).

Шифр кривых — величина всестороннего сжатия, МПа

ния предельных напряжений и предела прочности существенно увеличиваются при увеличении всестороннего (имитирующего боковое сжатие) давления. На графике рис. 1.8 показана связь различия напряжений $\sigma_1 - \sigma_3$ с относительной деформацией образца по длине ε_1 в зависимости от давления обжима (бокового давления).

Как видно из графика, на характер кривых зависимости ε_1 от $\sigma_1 - \sigma_3$ существенно влияет величина всестороннего давления. При низком всестороннем давлении в результате хрупкого разрушения породы образуются трещины при явном падении напряжения в момент разрыва, в то время как при высоких давлениях всестороннего обжима может фиксироваться значительная деформация при отсутствии признаков уменьшения нагрузки.

Величина всестороннего давления оказывает исключительно большое влияние на характер и ориентацию трещин (рис. 1.9). Если давление обжима низкое (ниже 3,5 МПа), образуются трещины неправильной формы (рис. 1.9, *а*). При всестороннем давлении от 3,5 до 10 МПа в результате испытания при трехосной нагрузке образуются трещины правильной геометрической формы диагонального простирания (рис. 1.9, *б*, *б′*); при давлении обжима выше 20 МПа диагональные трещины пересекаются симметрично (рис. 1.9,*в*). Дальнейшее увеличение всестороннего сжатия (30—70 МПа) приводит к образованию многочисленных симметричных трещин и сопровождается заметным уменьшением высоты образца (рис. 1.9, *г*, *г′*). При величине всестороннего давления порядка 100 МПа трещины не образуются (рис. 1.9, *д*).

Связь между направлением главных напряжений, тангенциальным напряжением и положением образующихся трещин для песча-

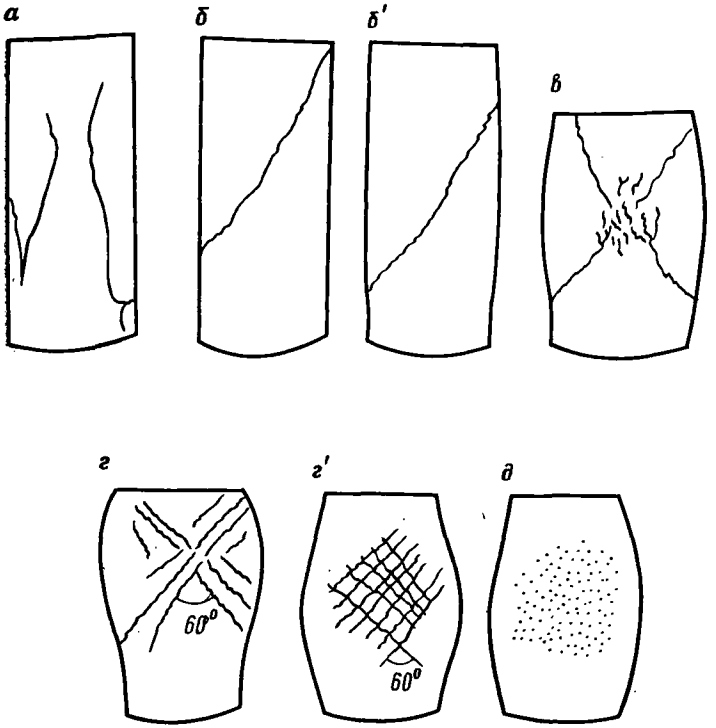


Рис. 1.9. Результаты испытаний образцов при трехосном нагружении и различных давлениях всестороннего сжатия σ_3.

Значения σ_3, МПа: *а* — 0; *б* — 3,5; *б′* — 10; *в* — 21; *г* — 35; *г′* — 70; *д* — 100

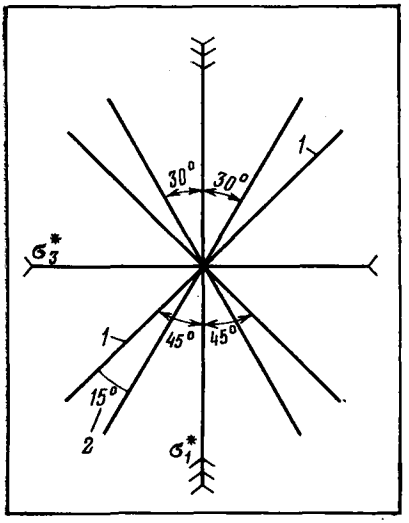


Рис. 1.10. Схема действия основных и тангенциальных напряжений.

1 — плоскость максимального тангенциального напряжения (расчетного); *2* — угол внутреннего трения; главные напряжения: σ^*_1 — наибольшее, σ^*_3 — наименьшее; образующиеся трещины располагаются под углом 30° к оси максимального напряжения

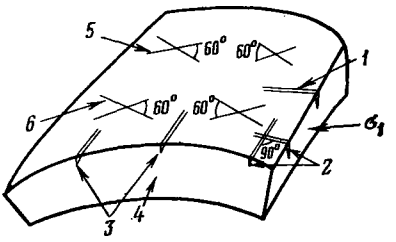


Рис. 1.11. Расположение сопряженных и ортогональных трещин относительно оси складки.

Трещины: *1* — поперечная, *2* — ортогональные, *3* — продольные; *4* — ось складки; сопряженные трещины: *5* — правосторонние, *6* — левосторонние

ника схематично представлена на рис. 1.10. В двух главных направлениях, вертикальном и горизонтальном, показаны оси наибольших главных напряжений σ_1 и наименьших главных напряжений σ_3. Плоскость, в которой возможно максимальное тангенциальное напряжение, составляет с осью наибольшего главного напряжения угол 30°. Угол между наиболее вероятным и действительным направлением тангенциального напряжения (30°) представляет собой угол внутреннего трения.

1.2.2. Трещинообразование как следствие геологических процессов

Трещины, по определению Стирнса и Фридмана [2], могут иметь общее происхождение, если они развивались в условиях одного и того же неизменяющегося напряженного состояния. Такие трещины называются сопряженными. В этом случае (рис. 1.11) система образующихся трещин включает лево- и правосторонние тангенциальные трещины, появившиеся в результате действия наибольшего главного напряжения, совпадающего по направлению с поперечной трещиной. Сопряженные тангенциальные трещины образуют правильную систему трещин с малой раскрытостью, которые лежат в плоскостях, пересекающихся под углом 60°. Следует отметить, что такая трещинная система требует для построения общей схемы трещиноватости и распределения напряжений знания только общей ориентации трещин.

И, наоборот, ортогональные трещины, пересекающиеся под углом 90°, могут оказаться следствием более чем одного напряженного состояния, даже если не исключается общий геологический источник процессов трещинообразования.

1.2.2.1. Трещины, обусловленные дизъюнктивными нарушениями (тектоническими подвижками)

Чтобы понять, каким образом влияют величины трех главных напряжений ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) на характер геологических деформаций горных пород, приведем ряд примеров. В этих примерах распределение напряжений связывается с образованием сбросов и трещин скольжения (смещения).

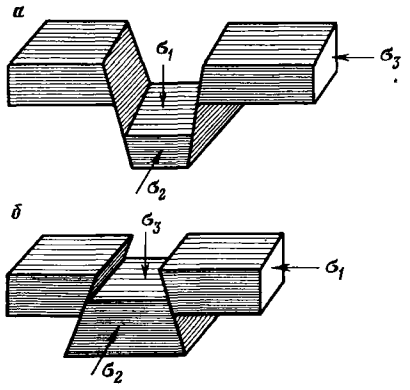


Рис. 1.12. Пример сбрососообразования.
а — растяжение и нормальный сброс; *б* — сжатие и обратный сброс

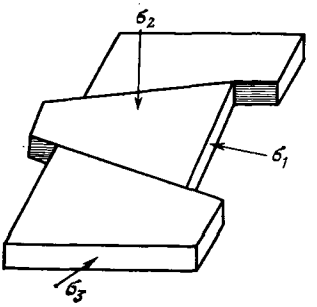


Рис. 1.13. Сжатие и образование трещин скалывания

Случай 1. Если главное напряжение σ_1 действует в вертикальном направлении, а σ_2 и σ_3 — в горизонтальном (рис. 1.12, *а*), то образуются вертикальные сбросы, причем угол между двумя сопряженными плоскостями разрыва будет составлять 60°. Этот пример иллюстрирует развитие вертикальных сбросов в результате растяжения. Поэтому, исходя из положений, обсужденных ранее, наибольшее напряжение σ_1 должно быть почти вертикальным и равным давлению вышележащих пород, в то время как наименьшее напряжение σ_3 должно быть горизонтальным. Таким образом, зависимость между σ_1 и σ_3 в течение процесса трещинообразования варьирует в пределах

$$\sigma_3 \approx \frac{1}{2}\,\sigma_1 \div \frac{1}{3}\sigma_1.$$

Случай 2. В течение геологической истории, когда пласт сокращался по длине под воздействием складкообразования или образования взброса, наименьшее напряжение σ_3 было вертикальным, в то время как наибольшее напряжение σ_1 — горизонтальным (рис. 1.12, *б*). В этом случае σ_1 изменяется в пределах

$$\sigma_1 \approx 2\sigma_3 \div 3\sigma_3.$$

При совместном действии сжатия σ_1 и нагрузки вышележащих пород σ_3 образуется обратный сброс (рис. 1.12, *б*).

Случай 3. Если наибольшее и наименьшее главные напряжения (σ_1 и σ_3) действуют в горизонтальной плоскости, а σ_2 — в вертикальной, могут создаваться различные ситуации. Трещинообразование скалывающего типа при продолжающемся действии бокового сжатия приводит к появлению систем трещин, показанных на рис. 1.13. В данном случае при наибольшем и наименьшем напряжениях σ_1 и σ_3, действующих в горизонтальном направлении, и промежуточном напряжении σ_2, действующем в вертикальном на-

правлении, произошло образование поперечных сбросов. Причем плоскости разрывов располагаются под углом 60° друг к другу (рис. 1.13).

Ниже приводятся примеры характера трещиноватости и вида нарушений пластов, описанных различными исследователями и известных по литературным данным.

1. В течение третичного периода на побережье Мексиканского залива в Луизиане и Техасе происходило образование нормальных сбросов. Напряжения в процессе образования нормальных сбросов изменяются циклично, поскольку напряжения возрастают до тех пор, пока не достигнут предела прочности на разрыв, за которым следуют период релаксации и снова период возрастания напряжений. Поскольку сбросы почти всегда параллельны простиранию, направление действия наименьшего напряжения должно быть ориентировано параллельно падению пласта и величина его должна составлять примерно $^1/_2$—$^1/_3$ от величины эффективного давления вышележащих пластов.

2. В Калифорнии, где тектонические деформации происходили сравнительно недавно и еще продолжаются в настоящее время, наоборот, наблюдаются скольжения пород по плоскостям и движение воздымания под воздействием глобальной надвиговой деформации. Сжатие все еще продолжается, и наибольшее главное напряжение σ_1 продолжает действовать в горизонтальном направлении, в то время как наименьшее напряжение σ_3, обусловленное весом вышележащих пород, оказалось вертикальным (рис. 1.14).

Из приведенных примеров, иллюстрирующих связь между трещинами и разломами, можно сделать следующие выводы [1]:

а) трещины, связанные с разломами, обязаны своим появлением специфике общей картины напряжений;

б) ориентацию трещин (по падению и простиранию) можно предсказать, если известно направление разлома, и, наоборот, по ориентации обнаруженных трещин можно определить положение разлома;

в) густоту трещин нельзя оценить по данным о разломе;

г) можно предсказать простирание всех трех возможных систем трещин и вероятность их пересечения;

д) для нормальных сбросов необходимо знать относительное развитие двух плоскостей скалывания;

е) если трещины сопряжены со сбросом, то возможно, что скважина, пересекающая два блока, пересечет и большее количество трещин.

Понимание связи между трещиноватостью и сбрасообразованием усложняется, если появление сбросов происходило в процессе образования складок.

1.2.2.2. Трещины при складкообразовании

В случае складкообразования появление трещин обусловливается не каким-то одним распределением напряжений, как при образо-

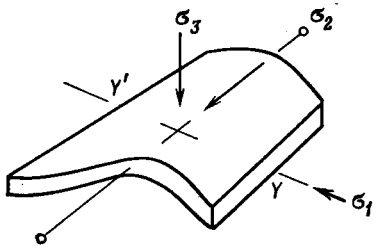


Рис. 1.14. Сжатие, обусловливающее складкообразование (распределение главных напряжений)

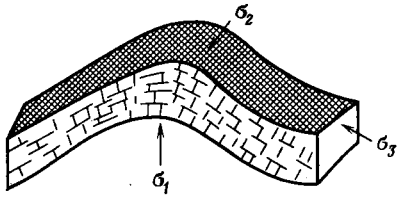


Рис. 1.15. Схема развития складчатости при прогрессировании соляного купола

вании сбросов. Наоборот, в период складкообразования может наблюдаться несколько вариантов распределения напряжений.

Примеры образования складок на рис. 1.14 и 1.15 показывают два случая, когда наибольшее главное напряжение действует параллельно напластованию и перпендикулярно к нему.

На рис. 1.14 боковое напряжение σ_1 эффективно проявляется главным образом на одной стороне пласта (Y) и слабо действует на другой стороне (Y'). В результате такого процесса складкообразования появляется серия систем трещин под воздействием как сжимающих, так и растягивающих усилий.

На рис. 1.15 представлен случай, когда σ_1 в результате подъема соляного купола действует в вертикальном направлении. При этом высота структуры увеличивается, и пласты этой пачки также испытывают действие сжимающих и растягивающих усилий.

В течение такого процесса складкообразования появляется серия систем трещин, образовавшихся при различном распределении главных напряжений. Две из этих систем выделены как наиболее важные и описываются ниже.

а. Система трещин 1 (рис. 1.16)

В этом случае главные напряжения σ_1 и σ_3 действуют в плоскости пласта, а σ_2 — перпендикулярно к его простиранию. При направлении наибольшего главного напряжения σ_1 по падению структуры образуется серия систем поперечных и сопряженных трещин. Эти наблюдения представляются очень интересными при изучении пород на обнажениях складчатой структуры. Основываясь на наличии сопряженных трещин, можно установить направление σ_1 в течение процесса складообразования, а также определить в том же

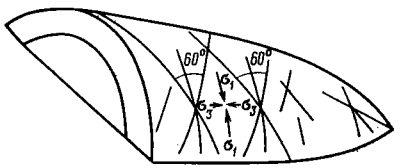


Рис. 1.16. Схема 1 ориентации систем трещин.

σ_1, σ_3 — напряжения, действующие в плоскости пласта (σ_1 — по падению пласта, σ_3 — по простиранию); σ_2 — напряжение, перпендикулярное к напластованию [2]

пласте направление σ_3. Падение антиклинальной складки в этом случае определяется направлением σ_1, а простирание — направлением σ_3.

б. Система трещин 2 (рис. 1.17)

Такая система трещин похожа на систему 1, когда σ_2 действует перпендикулярно к поверхности пласта, а σ_1 и σ_3 — в его плоскости. Единственным отличием является то, что наибольшее главное напряжение σ_1 действует в направлении, параллельном оси складки (по простиранию), а σ_3 — по падению пласта. В результате возникают серии сопряженных трещин, соответствующие действию σ_1, т. е. ориентированные в направлении простирания.

В этих двух случаях будет происходить сокращение антиклинальной складки по длине или увеличение ее по простиранию. Под действием σ_1 уменьшаются ширина складки при системе трещин 1 и длина при системе 2, соответственно в этих случаях увеличиваются ее длина и ширина. В направлении, перпендикулярном к напластованию, при всех системах трещин не будет происходить никаких изменений — ни сокращения, ни удлинения складки.

Стирнс и Фридман [2] приводят несколько примеров существования этих двух систем трещин и делают следующие заключения:

а) обе системы расположения трещин могут образоваться в одном и том же пласте;

б) система трещин 1 в основном предшествует системе трещин 2 (подразумевается, что складкообразование развито в такой степени, что могут образовываться трещины). В этом случае трещины будут размещаться перпендикулярно к простиранию антиклинали;

в) трещины системы 1 часто распространяются на большие расстояния в виде единичных разрывов. В основном это трещины значительных размеров с однородной ориентацией, способствующие распространению флюидов на большие площади;

г) трещины системы 2 характеризуются меньшей протяженностью — от нескольких сантиметров до метров. Они располагаются согласно с осью складки и обычно включают трещины всех трех основных направлений;

д) трещины растяжения системы 1 могут заканчиваться поперечными трещинами (левыми или правыми), а трещины скалывания могут переходить в трещины растяжения или в сопряженные трещины. Очевидно, что среди трещин системы 1 имеется больше единичных трещин значительной протяженности, однако густота

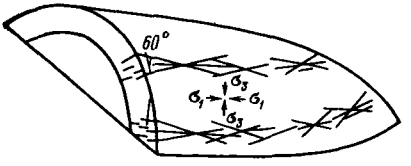


Рис. 1.17. Схема 2 ориентации систем трещин.

σ_1, σ_3 — напряжения, действующие в плоскости пласта (σ_3 — по падению пласта, σ_1 — по простиранию); σ_2 — напряжение, перпендикулярное к напластованию [2]

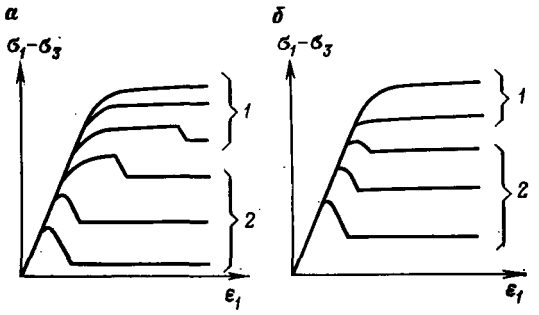


Рис. 1.18. Кривые зависимости деформации ε_1 от дифференциального напряжения $\sigma_1—\sigma_3$ при различных значениях бокового давления σ_3.

Типы пород: *а* — первый, *б* — второй; породы: *1* — пластичные, *2* — хрупкие

трещин системы 2 может оказаться более эффективной с точки зрения распространения флюидов;

е) в случае трещин системы 1 возможны три направления сообщаемости между скважинами по трещинам. В случае трещин системы 2 наиболее вероятная сообщаемость между скважинами будет в направлении, параллельном простиранию структуры.

1.2.3. Влияние характеристик горных пород на процесс образования трещин

Кривые деформации, полученные для различных пород в зависимости от изменения дифференциального напряжения ($\sigma_1—\sigma_3$) и всестороннего сжатия σ_3, показывают неодинаковое их поведение. Результаты испытаний позволили разделить породы на два типа. К первому отнесены породы, которые выдерживали большое постоянное напряжение перед появлением трещин, ко второму — породы, в которых после достижения предела прочности наблюдалась постоянная деформация (рис. 1.18).

Как было замечено, поведение пород первого типа в области высоких давлений не характеризует прочность материала, поэтому закон Куломба к ним неприменим. Но, поскольку почти все породы-коллекторы относятся ко второму типу, критерий Куломба можно использовать для предсказания появления трещин по поведению пластов, сложенных этими породами.

1.2.3.1. Хрупко-пластичное переходное состояние

Как уже отмечалось, породы могут переходить из хрупкого состояния в пластичное, когда всестороннее давление существенно повышается и наступает состояние, при котором имеет место деформация без образования трещин (см. рис. 1.9). Однако резкого перехода от хрупкого состояния к пластичному не существует. Установлено, что в основном изменения в механизме деформации для пород-коллекторов второго типа связаны с катакластическим течением, которое соответствует разрушению зерен и образованию трещин вдоль границ зерен. Для различных состояний пород максимальная деформация неодинаковая. Так, для хрупкого состояния деформация (относительная) меньше 3%, для пластично-

го — больше 5%. Для переходного состояния максимальная деформация колеблется от 3 до 5%. Механизм деформации горных пород изучался на основе исследования изменения объема образцов пород. Эти исследования показали четкое различие двух рассматриваемых состояний породы, особенно при низкой ее пористости. Увеличение объема образцов соответствует катакластической деформации, а уменьшение указывает на внутрикристаллическое пластичное течение. При испытании высокопористых пород за счет дилатансии при катакластической деформации может уменьшиться объем пор пород, соответственно исказив получаемые результаты.

1.2.3.2. Деформационные свойства

Чтобы использовать результаты исследования пород в лаборатории для изучения процесса трещинообразования на месторождении, необходимо знать влияние на этот процесс целого ряда факторов, в том числе фактора времени, выраженного через скорость нагружения, пластовой температуры, бокового давления и типа породы. Необходимо также установить соотношение хрупких и пластичных типов пород, поведение которых будет различным при одних и тех же изменениях условий залегания.

а. Скорость нагружения

В общем случае уменьшение скорости деформации будет вызывать увеличение пластичности, но скорость деформации сама является функцией механизма деформации горных пород, температуры и бокового давления. Лабораторные наблюдения показывают, что прочность песчаника и плотного известняка при испытании пород в течение длительного времени не будет значительно отличаться от данных измерений в процессе обычных лабораторных экспериментов.

б. Влияние температуры

Влияние температуры было детально изучено Хандином [10]. Он исследовал образцы пород в лаборатории при температуре от 25 до 300°С. В результате многочисленных экспериментов был сделан вывод о том, что с возрастанием температуры происходят в основном уменьшение прочности пород, предельного напряже-

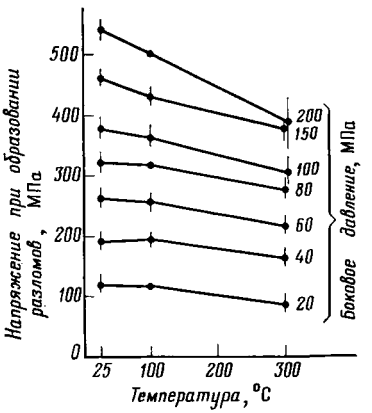
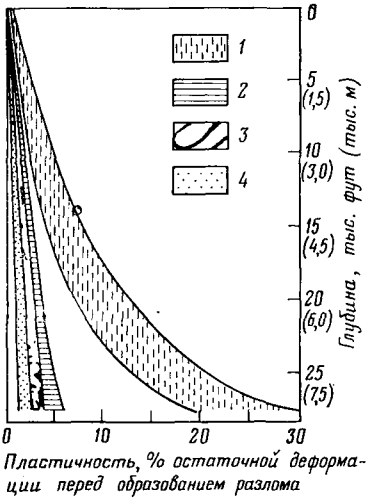


Рис. 1.19. Зависимость изменения напряжений при образовании разломов с изменением температуры при различных давлениях бокового сжатия

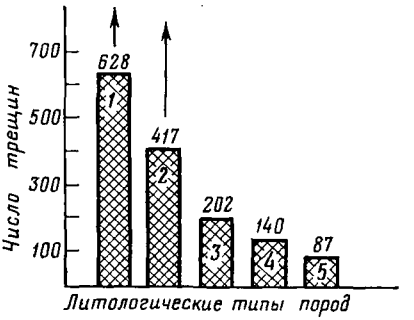


←Рис. 1.20. Изменение с глубиной пластичности водонасыщенных пород [10].

1 — известняки; *2* — песчаники; *3* — доломиты; *4* — кварциты

Рис. 1.21. Изменение среднего числа трещин в зависимости от литологии пород [10].

1 — кварциты; *2* — доломиты; *3* — кварцевые песчаники; *4* — песчаники с кальцитовым цементом; ↓*5* — известняки



ния в них и увеличение их пластичности. По-видимому, карбонатные породы более чувствительны к влиянию температуры, чем кремнистые. Влияние температуры на известняки показано на рис. 1.19.

в. Тип породы

Механические свойства осадочных пород также были детально изучены Хандином [10], и все же, по-видимому, преждевременно говорить о надежности установленных зависимостей для различных материалов, слагающих породы [1].

Можно утверждать, что в общем случае увеличение пластичности материала обусловливается увеличением давления сжатия и температуры при уменьшении скорости деформации. При одних и тех же условиях кварциты и доломиты никогда не становятся такими пластичными, как известняки. Степень сцементированности песчаников следует считать средней между известняками и доломитами. На рис. 1.20 показано изменение пластичности пород с глубиной захоронения, выражаемой через средние градиенты температуры и давления (за счет нагрузки вышележащих пород). На небольших глубинах различия в пластичности пород оказываются незначительными, но на глубине нескольких тысяч метров они становятся существенными.

Различие в пластичности могло сильно повлиять на количество трещин, образованных в различных породах при одной и той же глубине захоронения (рис. 1.20). И действительно, результаты, полученные в лаборатории, показывают существенно неодинаковое количество трещин для горных пород разных типов, залегающих в сходных условиях (рис. 1.21).

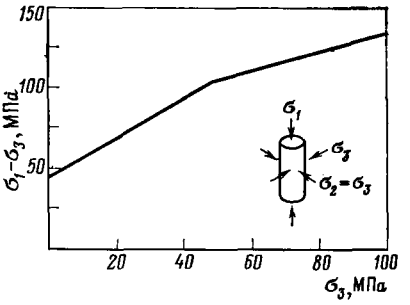


Рис. 1.22. Прочностные характеристики известняка при долговременном нагружении

г. Прочность пород

Так как оценку свойств горных пород, обусловленных воздействием среды в течение длительного времени, по данным кратковременных лабораторных испытаний при трехосном сжатии вряд ли можно считать надежной, было предложено использовать для этой цели предел упругости. Иначе говоря, использовать тот факт, что на кривой напряжение — деформация имеется такое предельное значение напряжения, при превышении которого линейная зависимость между нагрузкой и деформацией нарушается. Это предельное значение, которое называется «началом нелинейности» на кривой напряжение — деформация, соответствует началу процесса образования трещин, так как к этому моменту в образце породы появляются многочисленные микротрещины.

Кривую для оценки начала трещинообразования в породе, залегающей в условиях данного пласта, можно получить путем построения зависимости дифференциального напряжения $\sigma_1 - \sigma_3$ от бокового сжатия σ_3 (рис. 1.22). При напряжениях, соответствующих существенному изменению наклона этой кривой, начнется растрескивание породы. Упрощенно кривую можно представить в виде двух отрезков ломаной линии, причем изменение ее наклона будет соответствовать хрупко-пластичной переходной зоне. Использование этого метода позволяет установить критерий образования трещин для всех главных напряжений в условиях сжатия или растяжения.

1.3. Геологическая модель трещинообразования

Модели процесса трещинообразования были недавно предложены Киблье [11] и Рамстадом [8]. Главной целью модели, предложенной Киблье, было нахождение областей наибольшей густоты трещин или наибольшей вероятности трещинообразования путем расчета ряда карт равной вероятности развития трещин. Его основная идея заключается в том, что тектонические напряжения в пласте можно рассчитать, используя современную (известную) форму различных слоев и полагая, что первоначально они были плоскими. Суммарные напряжения складываются из тектонических напряжений и нагрузки вышележащих пород (горного давления). По этим суммарным напряжениям и критерию (условию) разрушения определяются густота и распределение трещин.

С помощью такого метода был рассчитан критический модуль упругости в каждой точке и оценена достаточность его величины

для начала трещинообразования при данном смещении пород. В точках с наименьшим критическим модулем вероятность трещинообразования при данном смещении пород будет выше и наоборот. Эта модель использовалась при анализе месторождений Ирана.

Модель Рамстада сохраняет основную идею Киблье — задание известных смещений пород, но метод моделирования в этом случае другой. Рамстад использовал метод конечных элементов в условиях закона линейности для упругих и упруго-вязко-пластичных материалов.

1.3.1. Моделирование, основанное на методе конечных элементов

Этот метод основан на разделении всей области залежи на отдельные подобласти (элементы) и представлении в пределах каждой подобласти интересующих нас полей в виде многочленов. Непрерывность на границах между элементами также выражается определенными условиями, накладываемыми на функции поля.

Данный метод имеет несомненные преимущества в условиях сложной геометрии неоднородных пород. Его также можно использовать при решении задач в случае вязко-пластичного материала. Под элементом в данной работе подразумевается четырехсторонний плоскодеформируемый элемент, имеющий две степени свободы в каждом углу или узловой точке (рис. 1.23). Матрица жесткости получается использованием 2×2 гауссовского интегрирования, в то время как напряжение в случае анализа вязко-пластичного материала вычисляется в четырех точках гауссовского интегрирования, а в случае анализа линейно-упругого материала — в центре элемента [8].

1.3.2. Формулировка конечного элемента в случае вязко-пластичных пород

При разделении структуры на конечные элементы поле смещения пород (U) внутри каждого элемента выражается посредством значений в узловых точках (V) и интерполяционными функциями. Основные уравнения этой дискретной системы дифференциальных уравнений следующего вида:

1. Связь между приращениями

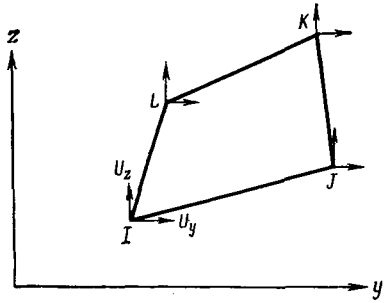


Рис. 1.23. Четырехсторонний плоский элемент

смещений пород в узловых точках и приращениями нагрузки выражается в виде:

$$K\Delta r - \sum_{i=1}^{n_2} a_i^T \int_{r_i} B_i^T \Delta\varepsilon_i^{VP} dV - \Delta R = 0, \tag{1.7}$$

где K — матрица жесткости для всей модели.

2. Выражение вектора вязко-пластичной деформации $\varepsilon_{\text{в-пл}}$ которая равна некоторой симметричной матрице Г, зависящей от текущего напряженного состояния σ, для изотропного материала имеет вид

$$\varepsilon_{\text{в-пл}} = \bar{\Gamma}\,\bar{\sigma}. \tag{1.8}$$

3. Связь между конечными приращениями напряжения и разностью деформации выражается уравнением

$$\Delta\sigma = D\left(\Delta\varepsilon - \Delta\varepsilon_{\text{в-пл}}\right), \tag{1.9}$$

где D — матрица упругости плоской деформации для каждого элемента.

1.3.2.1. Роль порового давления

Если принять во внимание поровое давление, обусловленное наличием в порах флюида, то эффективное напряжение $\sigma_{\text{эф}}$ будет равно разности между наибольшим напряжением σ и поровым давлением σ_P:

$$\sigma_{\text{эф}} = \sigma - \sigma_P, \tag{1.10}$$

тогда общее напряжение можно представить в виде

$$\sigma = D\left(\varepsilon - \varepsilon_{\text{в-пл}}\right) - MP, \tag{1.11}$$

где

$$M = [1,\ 1,\ 0]; \tag{1.12}$$

D — матрица упругости; ε и $\varepsilon_{\text{в-пл}}$ — векторы составляющих соответственно общей и вязко-пластичной деформации.

1.3.3. Численные решения

Два решения проблемы трещинообразования, вызванного подъемом соляных куполов, получены на ЭВМ по двум различным программам: для линейно-упругих и для упруго-вязко-пластичных материалов.

1.3.4. Программы

1.3.4.1. Программа для линейно-упругих пород

Напряжения в породе слагаются из напряжений, обусловленных тектоническими силами (в данном случае в результате подъема соляного купола) и силами гравитации (за счет веса вышележащих пород). Эти напряжения определяются по отдельности, а затем суммируются для получения общей картины. Вертикальная составляющая гравитационного напряжения рассчитывается непосредственно по весу вышележащих пород, а горизонтальная принимается как определенная часть от вертикальной составляющей (в среднем 60—80%). Роль осадков, накапливающихся над пластом-коллектором во время подъема соляного купола, моделируется добавлением дополнительных слоев на соответствующих стадиях расчета. Тогда увеличение напряжения за счет веса вышележащих пород (геостатического давления) и порового давления определяется как результат добавления новых осадков, и система уравнений решается таким образом, чтобы увязать увеличение тектонических напряжений и результирующие деформаций.

Эти приращения напряжений суммируются с общими напряжениями, и для каждого элемента производится сопоставление напряжения с критерием трещинообразования, чтобы установить, появились трещины в элементе или нет. Затем находится полное (общее) смещение пород к моменту, когда в различных элементах начали образовываться трещины. Это смещение используют в качестве оценки меры относительной густоты трещин, полагая, что элементы, в которых раньше начали образовываться трещины, характеризуются наибольшей густотой трещин или наибольшими возможностями трещинообразования [8].

Детальная программа моделирования этого процесса показана в виде блок-схемы на рис. 1.24.

1.3.4.2. Программа для упруго-вязко-пластичных пород

Эта программа, приведенная в виде блок-схемы на рис. 1.25, предназначена для решения проблемы трещинообразования в упруго-пластичных породах, но при незначительных изменениях может быть приспособлена и для случая упруго-вязко-пластичных пород. По этой программе гравитационные и тектонические напряжения рассчитываются совместно и значение горизонтальной составляющей оказывается бóльшим, чем в случае упругих пород. Напряжения, рассчитываемые как результат суммарного воздействия подъема соляного купола и веса перекрывающих пород, контролируются функцией течения. При контролировании напряжений этой функцией для всех элементов имеем два результирующих случая:

а) если функция течения $F>0$, рассчитываются вязко-пластичные деформации и новые (дополнительные) напряжения, затем ос-

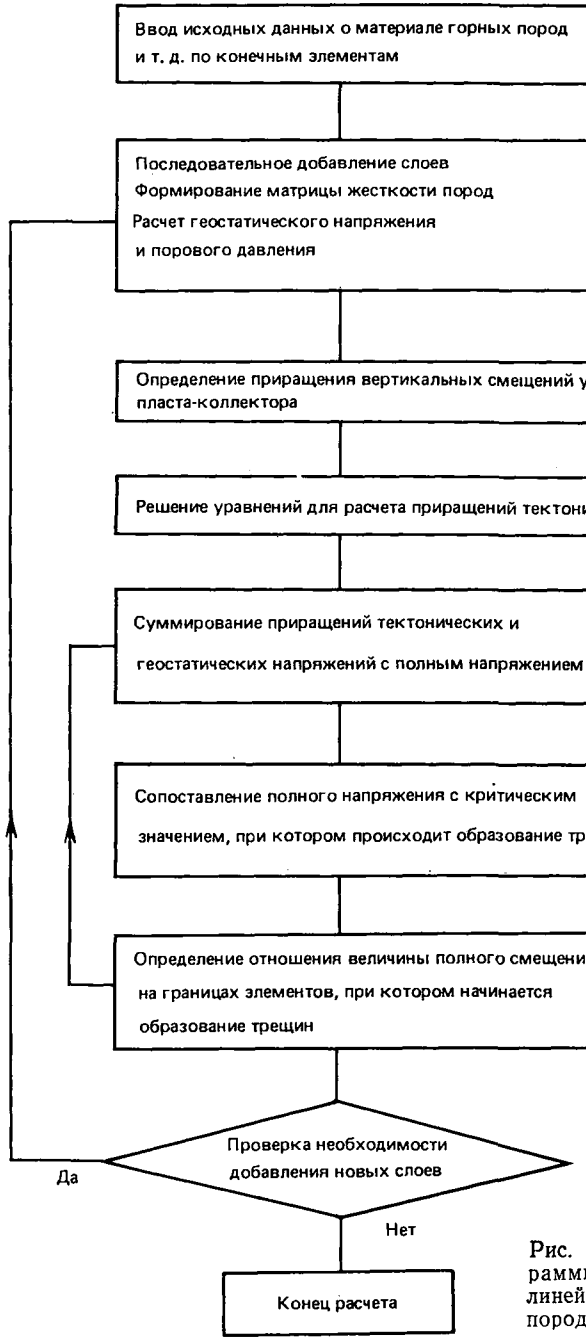


Рис. 1.24. Блок-схема программы моделирования для линейно-упругого материала породы

Рис. 1.25. Блок-схема программы моделирования для упруго-пластичного материала породы

таточные силы вновь вводят в основное уравнение, определяя приращение смещения, и повторяют эту операцию до тех пор, пока не будет достигнуто стационарное состояние $F<0$;

б) если $F<0$, могут происходить новые смещения, и в этом случае удельное увеличение вертикального смещения у подошвы пласта должно пересматриваться до тех пор, пока не будет достигнуто стационарное состояние. Если этого не произошло, то необходимо учитывать дополнительные вышележащие слои.

1.4. Значение стилолитизации и трещиноватости

Абсолютное большинство трещиноватых пластов приурочено к известнякам, на коллекторские свойства которых оказывают значительное влияние как трещины, являющиеся плоскостями сочленения, так и стилолиты.

Стилолиты проявляются в виде неровных поверхностей, выделяемых в материале породы и проходящих через матрицу породы, обычно примерно параллельных напластованию (на рис. 1.29 приведены условные типы стилолитов). Их наличие в обычных условиях уменьшает взаимосвязь систем трещин.

Значение стилолитов для трещиноватых пластов в большей степени определяется очередностью их образования относительно появления трещин и миграции углеводородов, чем собственно временем их образования.

Трещиноватость — более распространенное явление, чем стилолитизация, обычно она связывается с историей образования структур и может достаточно хорошо коррелироваться с главными напряжениями, которые преобладали при региональном складкообразовании и формировании разрывных нарушений.

1.4.1. Стилолиты и их образование

Наличие стилолитов в известняках является их характерной чертой, проявляющейся независимо от фаций горных пород и геологического возраста. В основном они легко распознаются как неровные поверхности, выделяемые в теле породы, или швы, вдоль которых два блока породы сочленяются или соединяются путем взаимопроникновения. Для таких поверхностей обычно характерно накопление нерастворимых остатков, которые образуют стилолитовые швы, ограниченные по площади. В прошлом происхождение их вызывало споры. В настоящее время принято считать, что стилолиты образуются в результате процесса «уплотнение при давлении» или «давление — растворение». Результаты наблюдений, проведенных целым рядом исследований, позволяют отдавать предпочтение последнему. Процесс «давление — растворение» — диагенетический процесс, при котором происходит значительное уменьшение первоначального объема пород (до 40%) за счет уменьшения толщины пласта. Этот процесс начинается перед цементацией осадков и продолжается до тех пор, пока не закончит-

ся процесс цементации, т. е. пока все карбонаты, растворенные во флюидах, заполняющих поры, не выпадут в осадок.

Наличие стилолитов и переотложенных цементов, особенно когда сплошными оказываются большие объемы, обусловливает значительное ухудшение коллекторских свойств пласта, поскольку они играют роль барьеров в гидродинамических системах, образованных породами с межгранулярными порами и системами трещин.

1.4.1.1. Схематическое описание процесса образования стилолитов

В случае одновременного воздействия на зерна породообразующих минералов (материала) давления и процесса растворения образование стилолитов упрощенно можно представить схемой, показанной на рис. 1.26. Вследствие возрастания давления флюида (в результате увеличения нагрузки перекрывающих осадков при погружении пласта) растворимость первоначально уложенных зерен (рис. 1.26, *а*) будет достигать высоких значений. Она будет наибольшей на выступающих частях зерен и на точечных контактах между зернами. На рис. 1.26, *б* показано состояние зерен, когда часть карбонатного материала унесена, причем растворение может продолжаться, и тогда будет достигнуто состояние, показанное на рис. 1.26, *в*.

Процесс уменьшения толщины пласта исследован Дюнингтоном [15], который описал случаи уменьшения пород в объеме за счет растворения карбонатов до 30% (рис. 1.27). Изменение объема породы можно выразить следующими уравнениями:

$$\Phi_{\text{нач}} = TH + \Phi_{\text{к}} - \Phi_{\text{к}} TH; \tag{1.13}$$

$$TH = \frac{\Phi_{\text{нач}} - \Phi_{\text{к}}}{1 - \Phi_{\text{к}}}, \tag{1.14}$$

где TH — уменьшение толщины пласта; $\Phi_{\text{нач}}$ — первоначальная пористость; $\Phi_{\text{к}}$ — конечная пористость после усадки пласта.

Пример. Если существующая пористость 0,2, а первоначальная 0,4, то уменьшение толщины пласта будет

$$TH = \frac{0{,}4 - 0{,}2}{1 - 0{,}2} = 0{,}25.$$

По наблюдениям, проведенным на различных породах, растворенный материал обычно переносится и переоткладывается на небольших расстояниях от места его первоначального растворения. Отмечается также, что стилолитовые швы в основном развиваются в высокопористых областях, тогда как переотложение карбонатного материала наиболее характерно для площадей с низкой пористостью.

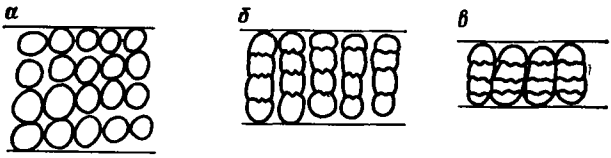


Рис. 1.26. Схема образования стилолитов при уменьшении толщины пласта

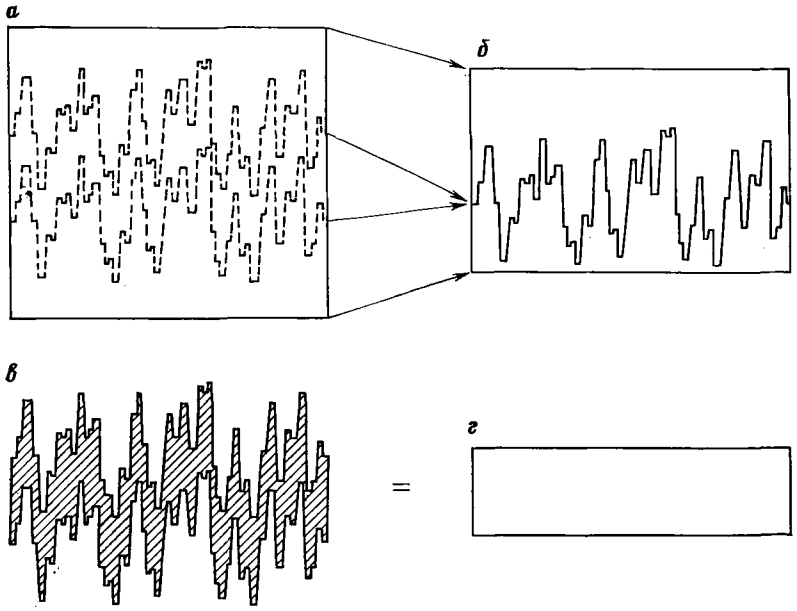


Рис. 1.27. Схема изменения объема пород, обусловленного стилолитизацией [12]. Объем породы: *а* — первоначальный (100%); *б* — остаточный (70%); *в* — растворенный (30%); *г* — то же, исчезнувший (30%)

1.4.1.2. Классификация стилолитов

Наиболее простая классификация стилолитов — по их взаимосвязи со структурой вмещающих пород. По этому признаку Парк выделяет два типа стилолитов:

1) интергранулярные стилолиты, в которых амплитуда швов меньше, чем размер зерен породообразующих минералов;

2) агрегатные стилолиты, в которых стилолитовые швы не совпадают с линией плоскости напластования, а амплитуда их больше, чем ширина отдельных зубцов, составляющих этот шов.

Используют еще две схемы классификации стилолитов: по геометрическим и генетическим признакам.

Классификация по геометрическим признакам состоит из двух групп:

1) положение стилолитов описывается посредством геометрических двумерных измерений;

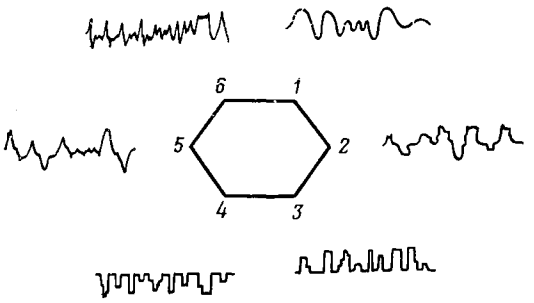


Рис. 1.28. Классификация стилолитов по типам стилолитового шва [15].

Типы швов: *1* — в виде простой волны; *2* — сутуровый; *3* — в виде прямоугольных пиков, направленных вверх; *4* — в виде прямоугольных пиков, направленных вниз; *5* — в виде острых пиков; *6* — в виде сейсмограммы

2) стилолиты классифицируются по расположению швов относительно плоскости напластования (рис. 1.28 и 1.29).

На рис. 1.28 изображены различные типы стилолитов. Типы *1,5* и *6* наблюдаются в породах с размером зерен от 0,1 до 10 мкм; типы *2,3* и *4* отмечаются в породах онколитового типа; типы *5* и *6* характеризуются наклоном швов, близким к вертикали.

Генетическая классификация также включает два типа стилолитов: диагенетические и тектонические стилолиты. В первом случае установление ранне- или позднедиагенетического происхождения стилолитов возможно на основе детальных изучений структурных изменений внутри вмещающей породы. Диагенетические стилолиты могут включать фактически все типы, представленные на рис. 1.29, в то время как тектонические стилолиты могут включать только типы *4*, *5* и *6*.

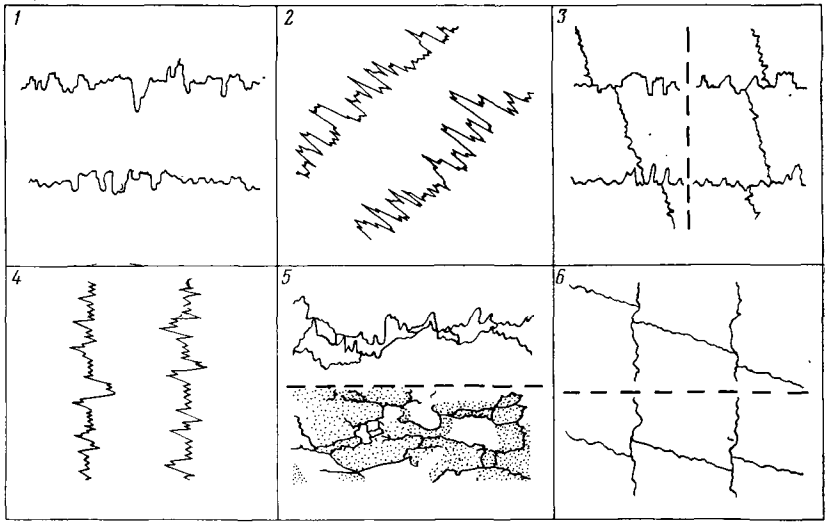


Рис. 1.29. Классификация стилолитов по расположению шва относительно напластования [15].

Типы швов: *1* — горизонтальный; *2* — наклонный *3* — варианты горизонтально-наклонного; *4* — вертикальный; *5* — взаимосвязанный; *6* — вертикально-наклонный

1.4.2. Образование стилолитов, связанное с уплотнением и историей диагенеза известняков

Как отмечалось, стилолитизация является единственным процессом, кроме эрозии, который изменяет объем и форму известняков после первоначального их отвердевания. Стилолиты обусловливают (или определяют) степень сохранения общего объема породы, пористости и даже проницаемости.

Известно, что стилолиты развиваются в основном в твердых породах (главным образом в известняках) по определенным плоскостям, часто параллельным напластованию, иногда после первоначального отвердевания осадка и обычно, когда флюид (вода) достигает определенного критического давления, связанного с давлением растворимости породы коллектора. Упрощенная история осадконакопления от отложения осадков до стилолитификации их в зависимости от глубины схематично представлена на рис. 1.30.

Фаза 1 — осадки характеризуются очень рыхлой упаковкой зерен. Первоначально зерна находились во взвешенном состоянии, а затем, с изменением глубины, произошло их уплотнение.

Фаза 2 — в результате непрерывно увеличивающегося давления вышележащих пластов происходит еще более плотная упаковка зерен. Отжимаются большие количества воды, но осадки все еще высокопористые. Водонасыщенность 100%. В течение фаз 1 и 2 осадки превращаются в уплотненную породу.

Фаза 3 — продолжается уплотнение осадков с одновременным отвердеванием, литификацией и незначительной их цементацией.

В течение фаз 2 и 3 происходят затвердевание и литификация осадков.

Фаза 4 — на контактах зерен достигается давление растворения породы, и $CaCO_3$ растворяется. Вода в поровом пространстве продвигается от зон с высоким pH к зонам с низким pH. Стилолитизация завершается значительным уменьшением объема осадков и появлением в зонах уменьшения толщины осадка как микро-, так и мегастилолитов. В процессе механических разрушений микростилолиты часто замещаются мегастилолитами с образованием пальцеобразных контактных поверхностей.

Фаза 5 — происходят перенос раствора и отложение цемента в областях, окружающих стилолит; продолжается дальнейшая стилолитизация осадка. Растворенный материал может переноситься в результате диффузии и затем осаждаться. Если материал нерастворимый, то он может концентрироваться в швах, по мере того как горная порода будет прогрессивно растворяться.

Из сказанного можно сделать следующие основные выводы.

Наиболее действенным давлением, при котором активно образуются стилолиты, является давление вышележащих пород при глубине залегания осадков 600—900 м.

Вода, проходящая через систему или выходящая из нее, а также остаточная вода в породе после образования стилолитов имеют одинаковый состав до и после образования стилолитов.

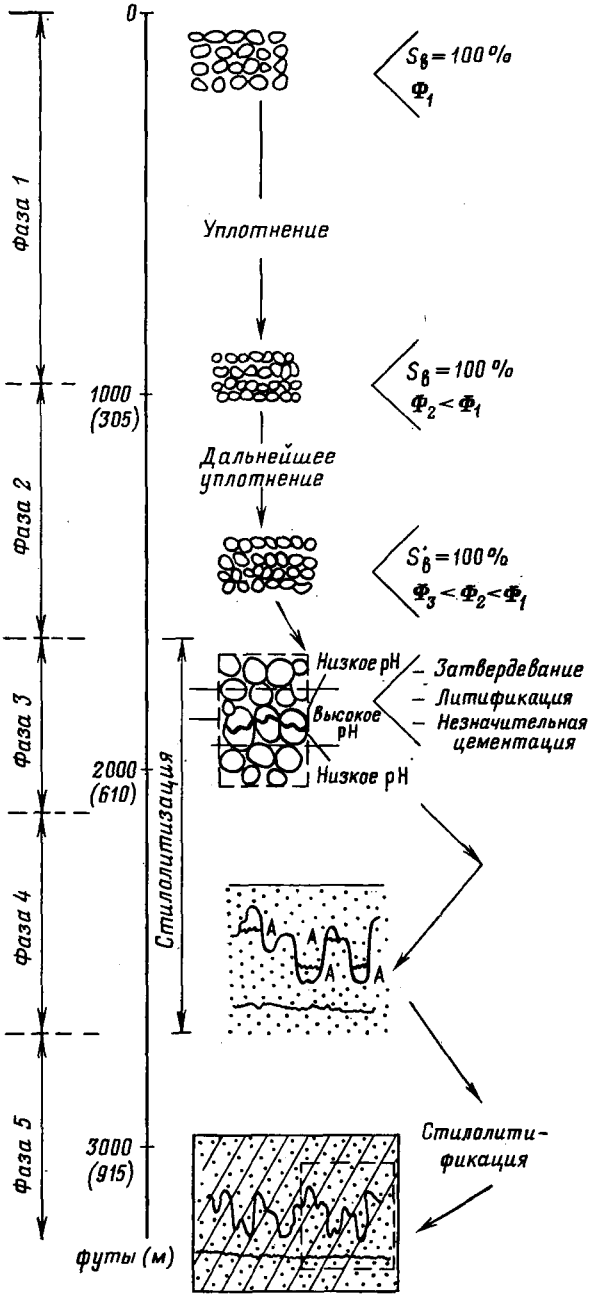


Рис. 1.30. Схема процесса стилолитизации и стилолитификации.
$S_в$ — водонасыщенность осадков; Φ — пористость

Прекращение процесса стилолитизации может быть обусловлено различными причинами, но очевидно, что при отсутствии воды (воду замещают углеводороды) или в случае полной цементации порового пространства кальцитом стилолитизация заканчивается.

Сликолиты представляют собой поверхности микросбросов, которые подверглись воздействию растворения под давлением и диффузии. В основном сликолитовые поверхности сдвинуты относительно друг друга с амплитудой порядка миллиметров, сантиметров и в особо редких случаях соизмеримой с толщиной пласта.

Примеры связи условий залегания карбонатов и образования стилолитов. Наличие нефти или газа в зоне стилолитов может быть достаточно уверенно определено, если известно, что в этом пласте стилолитизация прекратилась без каких-либо изменений условий залегания осадков. Интересным примером представляется антиклинальная складка меловых известняков в Северном море, где в нижней части продуктивного пласта средняя густота стилолитов 30—45 1/м, а в верхней части пласта стилолиты почти отсутствуют. Такая аномалия свидетельствует о том, что во время образования стилолитов в нижней части резервуара в верхней его части уже присутствовала нефть, которая препятствовала образованию стилолитов.

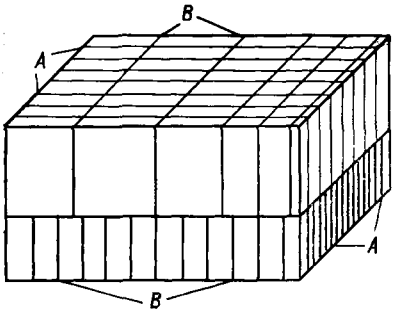
Все три юрских пласта-коллектора на месторождении Духан (п-ов Катар) содержат стилолитовые системы. Считается, что развитие стилолитов началось вскоре после начала аккумуляции нефти в структуре и процесс растворения горных пород под давлением происходил до тех пор, пока продолжалась аккумуляция нефти. В результате в нижней части структуры густота стилолитов оказалась весьма высокой и их наличие значительно снизило дебиты скважин. Водоносная часть горизонта фактически оказалась изолированной из-за наличия стилолитов во всей водонефтяной переходной зоне.

Купол Баб месторождения Мурбан в Абу-Даби сложен несколькими переслаивающимися продуктивными пластами, среди которых самый мощный пласт В. Толщина этого пласта изменяется от 57 м на своде до 50 м ниже водонефтяной переходной зоны, что является результатом уменьшения объема породы при образовании стилолитов. Это подтверждается фиксированием единичных стилолитов в сводовой зоне и увеличением с глубиной числа взаимопроникающих швов.

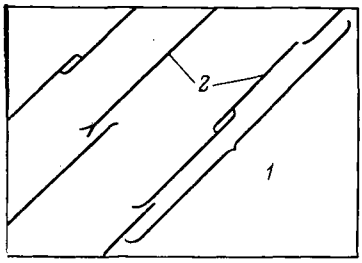
1.4.3. Макротрещины и их формирование

Считается, что макротрещины, разбивающие пласт на крупные блоки, связаны со структурными особенностями пород, но их происхождение остается дискуссионным. Теории, касающиеся их происхождения, основаны главным образом на наблюдениях и интерпретации характера расположения трещин: параллельности, угловых соотношений между системами трещин и т. д., а также структурных особенностей пород (складки, сбросы).

1.31



1.32



1.33

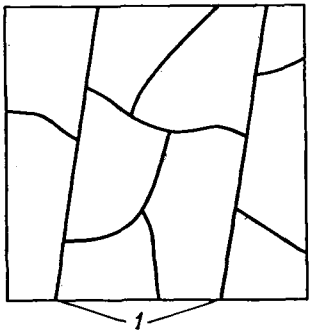


Рис. 1.31. Распределение трещин в зависимости от толщины пластов.
A, B — системы трещин

Рис. 1.32. Пример системной (упорядоченной) трещиноватости.
1 — зона трещиноватости; *2* — следы трещин

Рис. 1.33. Ограничение распространения несистематических трещин систематическими.
1 — следы систематических трещин

Трещины называются систематическими, когда они проявляются в виде систем, где упорядоченные относительно друг друга трещины параллельны или субпараллельны. Кроме того, одна система трещин может пересекаться с другими [16].

Трещины могут быть также несистематическими, и в этом случае они слабо ориентированы и более хаотично распределены. Для несистематических трещин наиболее характерны системы криволинейных трещин.

Ниже дается перечень признаков, позволяющих различать систематические и несистематические трещины.

Систематические трещины проявляются:

как плоскопараллельные следы на поверхностях;

на слабо искривленных поверхностях;

на ориентированных поверхностях структур.

Несистематические трещины:

весьма разветвлены, но не пересекаются с другими трещинами;

сильно изогнуты в плане;

обрываются у поверхности напластования.

Макротрещины обычно довольно равномерно распределены по пласту, причем в тонкослоистых породах пересекают многие пропластки, но только единичные макротрещины полностью проходят через очень мощные массивы. Основной характеристикой этих

трещин является их параллельность; трещины параллельные или почти параллельные друг другу образуют системы.

Ряд схематических взаимосвязей [16] между систематическими и несистематическими трещинами показан на рис. 1.31 и 1.32. На рис. 1.31 видно, что в слоях большей толщины трещины распределяются более редко, чем в маломощных слоях. На рис. 1.32 представлено расположение систематических трещин в плане, а на рис. 1.33 — характер распространения несистематических трещин по площади и ограничение их простирания систематически распределенными трещинами. На схематично показанном блоке (рис. 1.33) иллюстрируется связь между поперечными и систематическими трещинами, а также между поперечными трещинами и поверхностью напластования [16]. Отмечается, что поперечные трещины не пересекают систематические трещины и не выходят за пределы хорошо выраженных пластов. В общем случае эти трещины более извилистые и неровные, чем систематические трещины.

В заключение можно отметить следующее.

Для обеих категорий макротрещин (систематических и несистематических) характерно отсутствие доказательств смещения пород или каких-либо подвижек. Характер поверхности этих трещин дает основание полагать, что они появились в какой-то определенной точке породы и распространились на большие расстояния внутри толщи пород. Это подтверждается экспериментами, выполненными на образцах стали и стекла, где наблюдалась концентрация напряжений на кромке небольших нарушений материала (разломов). Распространение разломов зависит в основном от аномальной концентрации напряжений. Соединение отдельных зерен (аналогично цементации осадочных пород) обусловливает наличие внутри блоков горной породы большого числа точек, в которых могут зарождаться трещины. Необходимо отметить, что появление усталостных трещин и циклические напряжения способствуют образованию трещиноватости и распространению ее в материале, слагающем горную породу.

Существование региональных трещинных систем может объясняться не только простым сдвигом или растяжением породы, но и другими механизмами, обусловленными усталостными и циклическими напряжениями.

1.5. Количественная оценка трещиноватости

В последние годы наметилась тенденция дальнейшего совершенствования методов количественной оценки процессов трещинообразования. Методы включают определение густоты трещин и их основных физических параметров. Наибольшего внимания заслуживают два исследования: в одном устанавливается взаимосвязь между складкообразованием и параметрами трещин посредством использования математической модели (Мурей) [17], в другом оценивается густота трещин в зависимости от определенных условий залегания пласта и распределения напряжений (Рамстад) [8].

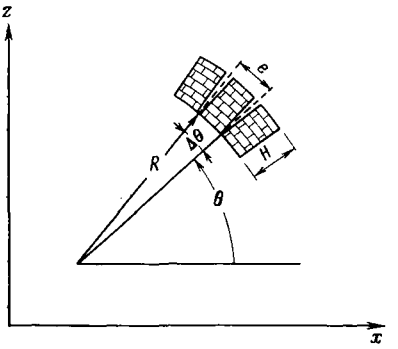


Рис. 1.34. Упрощенный поперечный разрез складки [16].

1.5.1. Продуктивность трещинного коллектора

Метод анализа продуктивности коллектора как функции установленной трещинной зоны разработан Муреем для девонских отложений месторождения Антилоп (Северная Дакота). Была сделана попытка с помощью разработанного для этого случая теоретического метода установить зависимость трещиноватости, пустотности и проницаемости от толщины пласта и кривизны структурных образований.

1.5.1.1. Теоретические предпосылки

В пласте толщиной H, смятом в складку с радиусом кривизны R, должны развиваться различного рода напряжения. Если поперечный разрез складки (рис. 1.34) свидетельствует о том, что трещины развивались в результате изгиба пласта, то в каждом интервале раскрытость трещин составит ΔS, которая будет зависеть от величины радиуса R. Результат, полученный для единичного сечения в плоскости $x0z$, может быть распространен по оси $0y$.

а. Пустотность

Пустотность представляет собой отношение объема пустот к объему образца и может быть выражена с помощью обозначений, использованных на рис. 1.34.

Тогда объем пустот трещин элемента пласта

$$V_{тр} = \frac{[(R+H)\Delta\theta - R\Delta\theta]H}{2} = \frac{H^2\Delta\theta}{2}; \qquad (1.15)$$

объем всей породы этого же элемента.

$$V_{п} = \frac{[(R+H)\Delta\theta + R\Delta\theta]H}{2} = \frac{2RH\Delta\theta + H^2\Delta\theta}{2} \qquad (1.16)$$

и пустотность породы

$$\Phi_{тр.пл} = \frac{V_{тр}}{V_{п}} = \frac{H}{2R+H}.$$

Поскольку радиус кривизны R всегда значительно больше, чем толщина продуктивного пласта H (т. е. $R \gg H$), то

$$\Phi_{\text{тр.пл}} \approx \frac{H}{2R}. \tag{1.17}$$

Если радиус кривизны R выразить обратной величиной второй производной, характеризующей кривизну изгиба структуры,

$$R = 1/(d^2z/dx^2), \tag{1.18}$$

то пустотность можно представить в виде

$$\Phi_{\text{тр. пл}} = \frac{1}{2} H \left(\frac{d^2z}{dx^2}\right). \tag{1.19}$$

б. Проницаемость

Проницаемость трещин можно оценить, исходя из движения флюида в одной трещине с раскрытостью b, равной единице, вдоль оси $0y$:

$$q = b \cdot 1 \cdot \frac{b^2}{12} \frac{1}{\mu} \frac{dP}{dy}. \tag{1.20}$$

Полный расход жидкости, фильтрующейся по всему пласту, толщина которого изменяется от 0 до H, равен

$$Q = \int_0^H q dH = \frac{1}{12\mu} \frac{dP}{dy} \int_0^H b^3 dH.$$

Если величина b связана с мощностью пласта через константу a, т. е. $b = aH$, то

$$Q = a \frac{a^2}{12\mu} \frac{dP}{dy} \int_0^H H^3 dH = \frac{a^3 H^4}{48\mu} \frac{dP}{dy} \tag{1.21}$$

и скорость фильтрации для сечения S

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{1}{S} \frac{a^3 H^4}{48\mu} \frac{dP}{dy}. \tag{1.22}$$

Исходя из взаимосвязи между H, R и d^2z/dz^2, из уравнений (1.19) и (1.22) получаем выражение для проницаемости:

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{S^2}{48H^2} \left(H \frac{d^2z}{dx^2}\right)^3 = \frac{1}{48} e^2 \left(H \frac{d^2z}{dx^2}\right)^3, \tag{1.23}$$

которое может быть упрощено и приведено к виду

$$K_{\text{тр.пл}} = 22 \cdot 10^8 [H (d^2z/dx^2)]^3 e^2, \tag{1.24}$$

где $K_{\text{тр.пл}}$ выражается в квадратных микрометрах, а трещинный интервал e — в метрах.

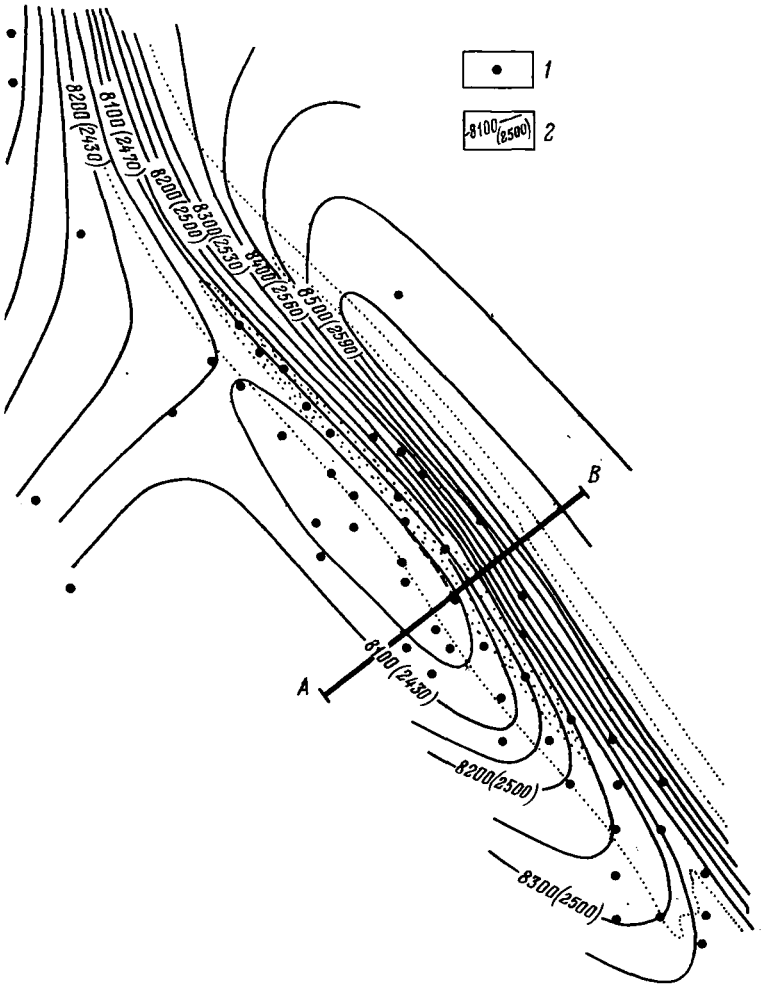


Рис. 1.35. Структурная карта месторождения Антилоп (Северная Дакота) [16]. *1* — скважины различного назначения; *2* — изогипсы, футы, (м)

в. Минимальное напряжение трещинообразования

Минимальное напряжение, при котором образуются трещины, зависит от главного напряжения σ_1, модуля упругости E, толщины пласта H и радиуса его кривизны R [17]:

$$\sigma_1 > E\left(H\frac{d^2z}{dx^2}\right), \tag{1.25}$$

где $H(zd^2/dx^2)$ и имеет значение псевдокривизны. Для известняков критическое значение псевдокривизны, выше которого происходит образование трещин, составляет примерно 10^{-4}. Исходя из этих

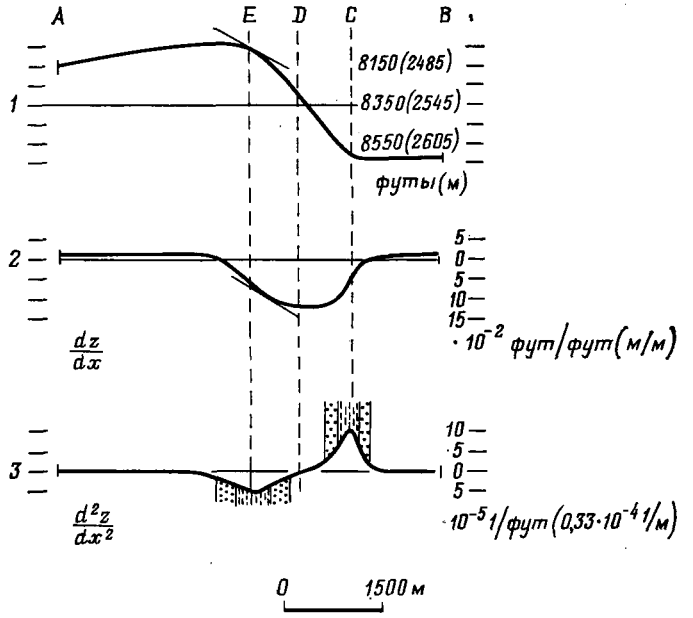


Рис. 1.36. Изменение глубины залегания кровли (*1*), ее наклона (*2*) и кривизны (*3*) по линии *AB* (см. рис. 1.35) [16]

эмпирических пределов, можно ожидать, что трещинообразование будет иметь место при $1/E > 10^{-4}$.

Пример. Расчеты проведены для условий месторождения Антилоп (рис. 1.35), на котором пласт-коллектор представлен доломитизированными песчаниками с трещинной пустотностью $\Phi_{тр} = 5—6\%$ и проницаемостью $K_{тр.пл} < 0{,}001$ мкм^2 при весьма высокой водонасыщенности. Оказалось, что дебиты скважин на этом месторождении не связаны с изменением литологии; скважины, попавшие в зоны наибольшей мощности песчаников, характеризовались низкими дебитами, и, наоборот, скважины, вскрывшие маломощные пласты песчаников, имели высокие дебиты. Очевидно, притоки нефти в скважины были обусловлены трещиноватостью пластов. Это подтверждается приведенными ниже расчетами.

Поперечный разрез залежи по линии *AB* (см. рис. 1.35) проходит через свод структуры. Точками *E*, *D* и *C* на рис. 1.36, *1* обозначены места основных изменений изгиба, т. е. наибольшей кривизны пласта.

На рис. 1.36, *2* показано падение пласта, а на рис. 1.36, *3* — максимальные значения кривизны в точках перегиба *E* и *C*.

Для продуктивного пласта толщиной около 6 м и средней кривизной изгиба приблизительно $1{,}67 \cdot 10^{-4}$ 1/м

$$H \frac{d^2z}{dx^2} = 6 \cdot 1{,}67 \cdot 10^{-4} > 10^{-5}.$$

Если трещинный интервал $e=0{,}15$ м, то проницаемость, вычисленная по уравнению (1.24), равна

$$K_{\text{тр.пл}} = 22 \cdot 10^{8} \cdot 10^{-9} \cdot 0{,}15^{2} \approx 0{,}05 \text{ мкм}^2.$$

Эти расчеты показывают, что условия трещинообразования были наилучшими в центральной части зон перегиба (*E* и *C*). Породы здесь оказались наиболее трещиноватыми и скважины — высокопродуктивными. Наличие таких зон подтверждается опробованием скважин, причем наиболее продуктивные зоны соответствуют наибольшему изгибу пластов.

1.5.2. Модель трещинообразования на большой структуре в Северном море

Моделирование поведения известняков, формирование которых происходило в меловой период, выполнено с использованием модели Рамстеда [8]. По-видимому, в период накопления осадков и в более позднюю стадию здесь происходило развитие залегающего ниже соляного купола и уменьшение в результате этого толщины пласта в центральной части структуры, о чем можно судить по данным замеров толщины на крыльях складки (рис. 1.37).

По сейсмическим данным форма свода структуры может аппроксимироваться эллиптической фигурой (рис. 1.38). При изучении разреза структуры по наиболее короткой оси эллипсоида *AB*, который был исследован первым, а позднее и дополнительных поперечных разрезов получены данные для интегральной оценки распределения трещиноватости по объему пласта.

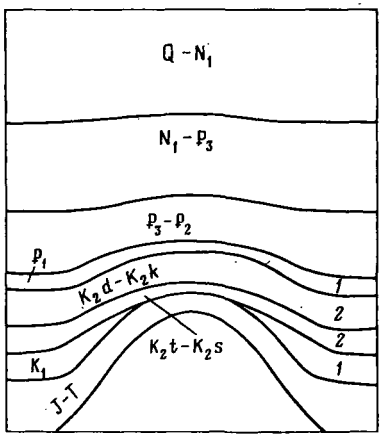


Рис. 1.37. Структура в Северном море, образованная подъемом соляного купола.
1 — глинистый сланец; *2* — мел

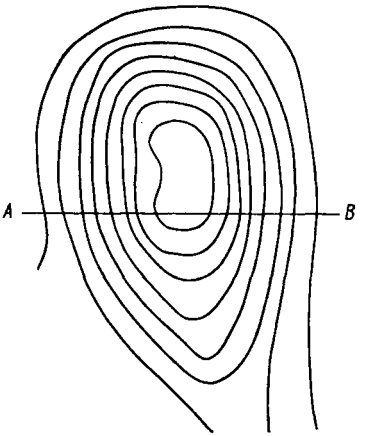


Рис. 1.38. Структурная карта залежи в Северном море

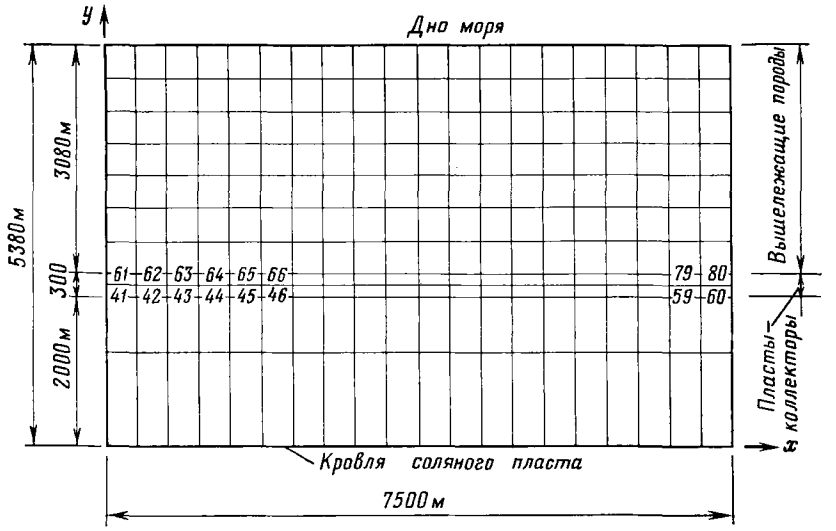


Рис. 1.39. Сетка конечных элементов для разреза структуры по линии AB (см. рис. 1.38)

Модель, представленная на рис. 1.39, образована нефтяной зоной (два пласта-коллектора), имеющей общую толщину 300 м и залегающей над соляным куполом, расположенным ниже примерно на 2000 м. Породы, залегающие ниже продуктивного пласта, разделены на два слоя толщиной 1000 м каждый, а отложения, перекрывающие продуктивный интервал, имеют толщину 3080 м (от кровли продуктивного пласта до дна моря). В качестве граничных условий было принято, что вертикальные границы имели свободное перемещение по вертикали, а в горизонтальном направлении не было никаких движений.

На верхнем уровне модели (дно моря) перемещения свободны в обоих направлениях, в то время как у нижней границы (контакт с соляным куполом) допускалось свободное скольжение относительно поверхности пластов соли.

Поскольку распределение абсолютных напряжений определить довольно трудно, рассчитывались только относительные напряжения в трещинах. Для упрощения расчетов было принято, что первоначальная форма залегания пласта аналогична современной форме структуры по подошве продуктивного интервала. Причем при исследовании использовались выражения, связывающие деформацию и перемещение пород, типа $\varepsilon_x = du/dx$ только в первой степени, тогда как квадратами соответствующих производных $^1/_2[(dv/dx)^2 + (du/dy)^2]$ пренебрегали.

Относительный произвольный модуль упругости использовался для того, чтобы трещины получались при определенном перемещении пород. Предполагалось, что модуль упругости материала самого верхнего слоя в 10 раз превышал модуль упругости материала

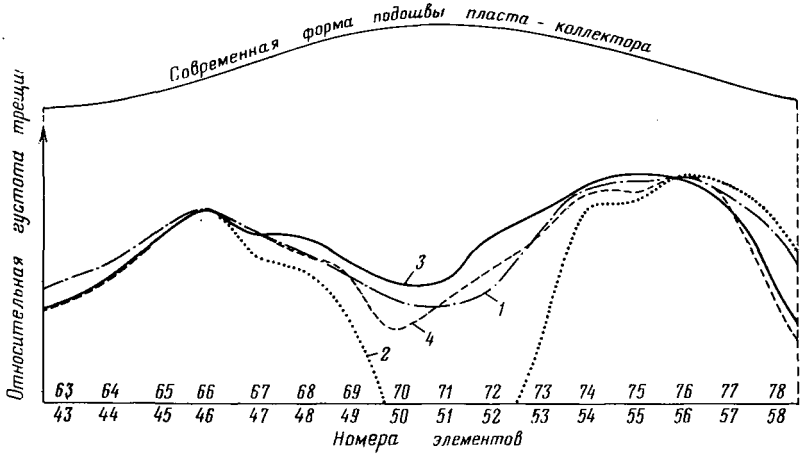


Рис. 1.40. Относительная густота трещин. Сравнение расчетов по упругой и упруго-вязко-пластичной моделям.

Элементарные слои: *1* — верхний, упругая модель; *2* — нижний, упругая модель; *3* — верхний, упруго-вязко-пластичная модель; *4* — нижний, упруго-вязко-пластичная модель

перекрывающего пласта. В расчетах по программе упруго-вязко-пластичных материалов значение коэффициента Пуассона принимались равным 0,25, а пластичных — 0,35.

Другими исходными параметрами были: пустотность 30% и плотность породы 2,650 г/см^3.

Сравнение упругих и упруго-пластичных моделей. Полученные результаты представлены в виде относительной густоты трещин для различных элементов в пласте. Эти результаты, по данным последнего анализа, следует считать вероятностными, ибо они показывают лишь степень вероятности развития трещин в соответствующих элементах, которая может приниматься пропорциональной относительной густоте трещин.

Результаты оказались очень схожими как для упругой, так и для упруго-вязко-пластичной модели, за исключением более низкого слоя, который имеет отклонение в центральной зоне (рис. 1.40). Это обусловлено перераспределением напряжений в условиях упруго-вязко-пластичного материала при учете трещинообразования в зоне более высоких напряжений в центральной части рассматриваемой структуры.

Моделирование стилолитов. Поскольку действующие напряжения определяют деформацию пород, следует учитывать величину порового давления. В общем случае в условиях деформации пласта при свободном оттоке из него флюида поровое давление не зависит от деформации. Для этого случая была принята гипотеза, согласно которой в пласте в процессе стилолитизации будет образовываться сеть непроницаемых поверхностей, препятствующих оттоку флюида. При этом в процессе деформации за счет сжатия оставшегося

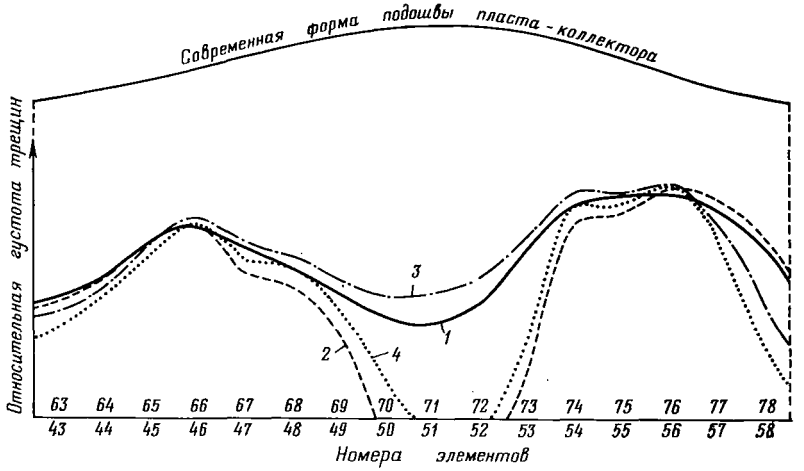


Рис. 1.41. Относительная густота трещин при наличии стилолитов.

Элементарные слои: *1* — верхний; *2* — нижний; *3* — верхний со стилолитами; *4* — нижний со стилолитами; деформация начинается при накоплении выше пласта-коллектора пяти элементарных слоев

флюида поровое давление будет повышаться:

$$\Delta P = \frac{C_\Phi}{\Phi}\,\varepsilon_{об},$$

где ΔP — увеличение давления; C_Φ — сжимаемость флюида; Φ — пустотность; $\varepsilon_{об}$ — объемная деформация.

Влияние стилолитов на относительную густоту трещин показа-

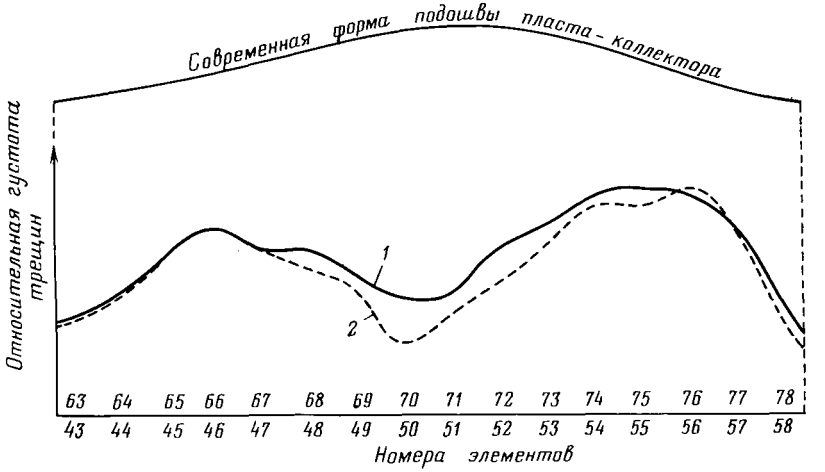


Рис. 1.42. Результаты при наилучшем приспособлении упруго-вязко-пластичной модели.

Элементарные слои: *1* — верхний; *2* — нижний; деформация начинается при накоплении выше пласта-коллектора пяти элементарных слоев

но на рис. 1.41. Несмотря на то что влияние стилолитов (в результате закупорки флюида в порах) как в самых верхних, так и в самых нижних слоях не очень существенно, все же наблюдается некоторое увеличение относительной густоты трещин в центральной зоне и уменьшение на крыльях складки. Примерно такие же результаты получены по скважинам, пробуренным в центре и на крыльях этой структуры.

Гипотезы трещинообразования для адаптации модели. Поскольку определение относительной густоты трещин в разрезе зависит от числа пробуренных на структуре скважин, необходимо предусмотреть различные гипотезы геологической истории формирования пласта-коллектора. В связи с этим (рис. 1.42) исследуются две основные переменные: толщина подстилающих слоев (ТПС); рост соляного купола после формирования вышележащих слоев.

Исследования проведены для подстилающих слоев толщиной 500, 1000 и 2000 м и подъема соляного купола соответственно на 400, 800 и 1000 м при формировании первого, второго и третьего слоев.

Наилучшее совпадение распределения трещиноватости получено для случая, представленного на рис. 1.42. Изучение ряда поперечных разрезов, полученных по данным ограниченного числа пробуренных скважин, позволило лучше понять картину общего распределения трещин во всем объеме пласта, что в дальнейшем помогло оптимизировать расстановку проектных скважин.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

a — матрица связи
a_i — зависимость между вектором смещения элемента в узловой точке и всей моделью
B — матрица относительной деформации в узловой точке
D — матрица упругости
K — жесткость матрицы
M — вектор, определяемый по уравнению (1.12)
R — вектор нагрузки
r — коэффициент смещения
P — поровое давление
$\overline{S}$ — средненормальное напряжение
T — перемещение матрицы
TH — уменьшение толщины пласта
V — объем пласта
Γ — матрица, показывающая связь скорости вязко-пластичной деформации с напряжением
ε — вектор компоненты общей деформации
$\varepsilon_{в\text{-}пл}$ — вектор компоненты вязко-пластичной деформации
Φ — пустотность, пористость
ψ — угол внутреннего трения
σ — вектор компоненты напряжений
$\sigma_{эф}$ — вектор компонент эффективного напряжения
σ_P — вектор компоненты порового давления флюида
τ — тангенциальное (сдвиговое) напряжение
τ_0 — срезывающее усилие при нулевом нормальном напряжении

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *McQuillan H.*, 1973. Small-scale fracture density in Asmari Formation of southwest Iran and its relation to bed thickness and structural setting. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Bull., v. 45, No. 1, p. 1—38.

2. *Stearns D. W.* and *Friedman M.*, 1972. Reservoirs in fractured rock in stratigraphic oil and gas fields classification, exploration methods and case histories. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Mem. 16, p. 82—106.
3. *Cook A. C.* and *Johnson K. R.*, 1970. Early joint formation in sediments. Geol. Mag., v. 107, No. 4, p. 361—368.
4. *King Hubert M.* and *Willis D. G.*, 1972. Mechanics of hydraulic fracturing. Am. Assoc. Petroleum Geologist. Reprinting series, 21.
5. *Ramstad L. R.*, 1977. Geological modelling of fractured hydrocarbon reservoirs. Univ. of Trondheim, report No. 77—4.
6. *Mogi K.*, 1971. Fracture and flow of rocks under high triaxial compression. Journal of Geophysics. Res., v. 76, No. 5, p. 1255—1296.
7. *Handin J. W.*, 1966. Strength and ductility. Sec. 11 in Handbook of physical constants. Geol. Soc. America. Mem. 97, p. 223—289.
Handin et al, 1963. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Bull., v. 47, p. 717—750.
8. *Quiblier*, 1971. Contribution à la prévision de la fissaration en zone faiblement tectonisée. Thesis presented at Univ. of Paris.
9. *Dunnington H. V.*, 1967. Aspects of diagenesis and shape chape in stylolitic limestone reservoirs. Proc. VII World Petr. Congr., Mexico, 2, Panel Discussion, No. 3.
10. *Park W. C.* and *Schott E. H.*, 1968. Stylolitization in carbonate rocks. Recent developments in carbonate sedimentology in Central Europe. Springer.
11. *Murray G. H.*, 1977. Quantitative fracture study, Sanish Pool. Fracture-controlled production, AAPG Reprint Series 21.
12. *Van Golf-Racht T. D.* and *Ramstad L. J.* Modelling North Sea fractured limestone reservoir. Offshore North Sea proceedings, 1976, Stavanger, Norway.

Глава 2

ОБНАРУЖЕНИЕ И ОЦЕНКА ТРЕЩИН

Трещины обнаруживаются и оцениваются в процессе различных операций как при разведке, так и при разработке нефтяных месторождений. Методы и техника определения включают такие операции, как бурение, каротаж, отбор керна и его исследование.

В этой главе детально рассматриваются основные параметры единичной трещины и групп трещин. К таким параметрам относятся раскрытость, размер, природа и ориентация единичных трещин и их распределение, т. е. плотность и интенсивность трещиноватости. Особое внимание уделено оценке трещин, разделяющих на блоки матрицу породы.

Наилучшую количественную информацию относительно параметров трещин дают прямые наблюдения в обнажениях и на кернах, полученных при бурении скважин. Обсуждаются методы оценки параметров трещин и результаты обработки информации, представляемые в виде различных сопоставлений: статистических (гистограммы и стереограммы), геометрических (стереограммы и схематические модели) и др. Приведен ряд примеров обработки данных.

Все эти методы при правильном их применении позволяют дать описание трещиноватых коллекторов и составить характеристику системы трещин, а также получить отдельные зависимости, которые в дальнейшем можно экстраполировать на всю залежь.

2.1. Классификация трещин

Основные характеристики естественных трещин рассмотрены в гл. 1, однако всевозможные их вариации обеспечивают основу для более детальных описаний и классификаций трещин.

2.1.1. Классификация, основанная на критериях описания трещин

2.1.1.1. Соотношение природных и индуктированных (искусственных) трещин

Естественная трещина — это любой разрыв или нарушение породы с признаками зеркал скольжения и минерализации. Индуктированные трещины — это те нарушения, которые возникли в процессе отбора керна (такие, как трещины вдоль напластования) или при небрежном обращении с ним.

Классификация трещин, основанная на их внешних признаках и морфологии, тщательно разработана Стирном [1], который выделил следующие категории трещин:

а) несомненные естественные трещины — это трещины, частично или целиком заполненные жильным материалом, а также раскрытые трещины, расположенные параллельно частично или целиком заполненным трещинам;

б) очень возможные естественные трещины — трещины с зеркалами скольжения, а также параллельные им;

в) возможные естественные трещины — трещины с чистыми свежими поверхностями, сопровождающиеся мелкими трещинами, параллельными несомненным трещинам;

г) индуктированные трещины обычно отличаются свежим, четким изломом, а также простиранием, параллельным оси керна или перпендикулярным к ней; образуются они в результате изгибающих и крутящих усилий, возникающих в керне в процессе его выбуривания.

2.1.1.2. Измеряемые и неизмеряемые трещины

Измеряемые трещины — это видимые трещины, которые можно охарактеризовать с помощью ширины, длины, ориентации (угол падения и простирания), тогда как неизмеряемые трещины фиксируются следами на керне при распространении самих трещин в теле керна.

Понятия плотности и интенсивности трещин относятся только к видимым естественным трещинам, которые можно описать для части пласта с определенным углом падения и простирания.

В дополнение к сказанному следует отметить следующее. В разбитых образцах керна трещины не поддаются измерениям либо потому, что они очень плотные (густые) и хаотично распределены, либо потому, что нет критериев их оценки.

Выделяются два вида таких трещин, относящихся к брекчиям и галькам.

Брекчия образуется из сцементированных угловатых кусочков горных пород или минералов, соизмеримых с псевдопризматическими блоками матрицы. В общем случае к брекчии относят любую трещиноватую породу с густотой трещин более 150 1/м. Другой вид трещиноватой породы — галька, представляется беспорядочно разрушенными фрагментами керна, в которых отдельные части не скреплены друг с другом. Критериев для оценки плотности трещин в таких породах не существует.

2.1.1.3. Макро- и микротрещины

Различие между трещинами этих категорий заключается главным образом в размерах. В общем случае к макротрещинам относят трещины с большой раскрытостью (более 100 мкм) и значительной длиной, тогда как микротрещины — это трещины с ограниченной длиной и раскрытостью (иногда микротрещины образуют непрерывную сеть, которая гидродинамически очень схожа с пористой средой). В литературе часто термины «макротрещины» и «трещины» употребляются как синонимы, а понятие «микротрещины» отождествляется с тончайшими надломами и микрополостями пород.

Выделение тех же категорий трещин можно интерпретировать иначе, если использовать генетический критерий. В этом случае макротрещины могут быть отнесены к большим или кавернозным пустотам, образующимся в результате растворения и выноса породы (карст), тогда как микротрещины размерами менее 100 мкм развиваются в результате структурных и тектонических подвижек.

2.1.1.4. Открытые и закрытые трещины

На основе прямых исследований выделяют две категории трещин: открытые и закрытые. Закрытость трещины обусловлена главным образом циркуляцией вод и выпадением осадка, который способен закупорить (заполнить) трещины ангидритом, различными минералами и т. д. В то же время трещины, закрытые в поверхностных условиях, могут быть открытыми или частично открытыми в пластовых условиях в результате воздействия порового давления на стенки трещин.

2.1.2. Классификация трещин по геологическим критериям

Как отмечалось в гл. 1, накопление отложений и формирование пласта-коллектора непосредственно связаны с процессом трещинообразования. Поскольку основную роль в образовании трещин играют тектонические и фациальные условия (литология), при любой классификации трещин необходимо учитывать эти критерии.

2.1.2.1. Трещины, обусловленные складкообразованием

В основном трещины различаются по их расположению относительно оси складки [3]:

а) продольные трещины — совпадающие с осью складки;

б) поперечные трещины — располагающиеся перпендикулярно к оси складки;

в) диагональные трещины — располагающиеся по диагонали относительно оси складки.

2.1.2.2. Фазы напряжения и трещины

Трещины могут быть связаны с одной или с несколькими фазами напряжений, и по этому признаку они подразделяются соответственно на две группы:

а) сопряженные;

б) несопряженные (прямоугольные).

Сопряженные трещины развиваются под воздействием одной фазы напряжений (рис. 2.1).

Все трещины одного направления образуют систему; сеть трещин является результатом наложения различных систем трещин.

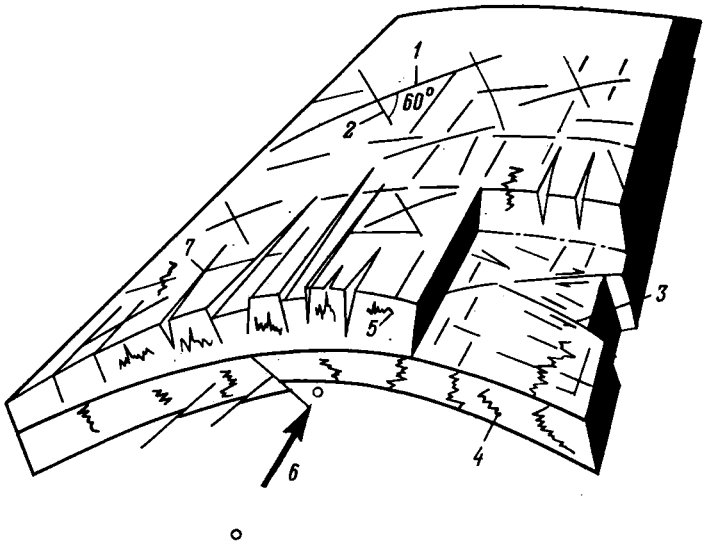


Рис. 2.1. Различные типы трещин, образующихся в процессе складкообразования [2].

Сопряженные диагональные трещины: *1* — правосторонние; *2* — левосторонние; *3* — поперечные трещины; стилолиты; *4* — вертикальные; *5* — горизонтальные; *6* — ось складки; *7* — продольные трещины

2.1.2.3. Влияние стратиграфии на образование трещин

Размеры и густота трещин зависят от литологии и мощности пластов, в которых эти трещины развиваются. По этому признаку трещины можно разделить на две категории:

а) трещины первого порядка;

б) трещины второго порядка.

Трещины первого порядка секут несколько пластов, а трещины второго порядка ограничены одним пластом.

2.2. Основные параметры трещин

2.2.1. Основные положения

Изменение в пространстве таких характеристик трещин, как размер, ориентация и разновидность (тип), настолько хаотично и сложно, что описание трещинного коллектора существенно труднее, чем порового. Поэтому изучение трещинного коллектора необходимо проводить по особой схеме, начиная с установления локальных основных характеристик единичных трещин и только потом переходя к изучению систем трещин. При установлении связи между различными группами трещин проводятся исследования по оценке существующих связей в масштабе пласта путем сравнения, выявления общих черт и экстраполяции параметров.

К параметрам единичных трещин относятся такие характеристики, как раскрытость (ширина), размер и природа (рис. 2.2). Если единичная трещина связана с условиями формирования пласта, то наиболее существенной характеристикой будет ее ориентация.

Параметры групп трещин (их геометрия) характеризуют выделение определенных единичных объемов породы, называемых блоками матрицы. Количество трещин и их ориентация непосредствен-

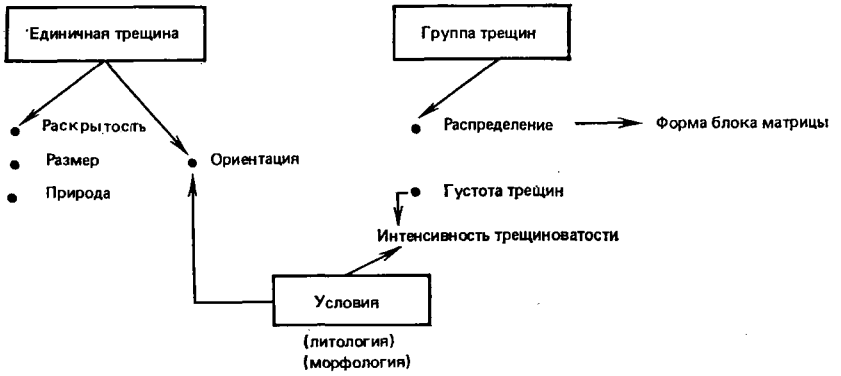


Рис. 2.2. Основные параметры единичных трещин и их систем

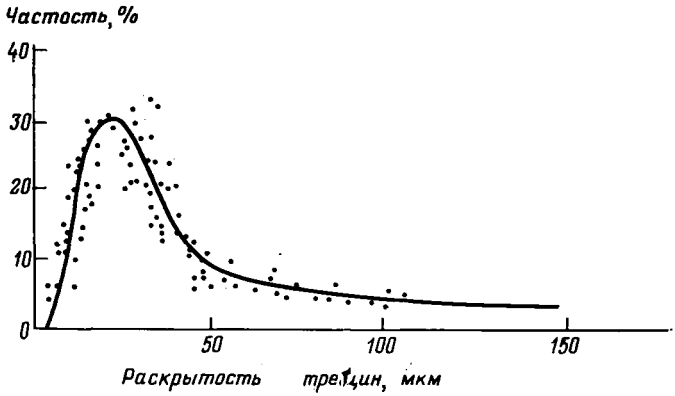


Рис. 2.3. Кривая распределения величин раскрытости трещин

но связаны с распределением и густотой трещин. Когда густота трещин обусловлена литологией, особый интерес представляет другой параметр, называемый интенсивностью трещиноватости.

2.2.2. Параметры единичных трещин

2.2.2.1. Раскрытость трещин

Раскрытость трещины, или ее ширина, определяется расстоянием между стенками трещины. Величина ее в пластовых условиях зависит от глубины залегания пласта, порового давления и типа породы. Раскрытость трещин изменяется в пределах 10—200 мкм, но как показала статистика, наиболее часты трещины с раскрытостью 10—40 мкм (рис. 2.3).

Раскрытость трещины зависит от литолого-петрографической характеристики породы, природы напряжений и условий формирования пласта-коллектора. Разница между раскрытостью трещины в пластовых и поверхностных условиях (в лаборатории) обычно обусловлена комбинированием всестороннего сжатия образца и

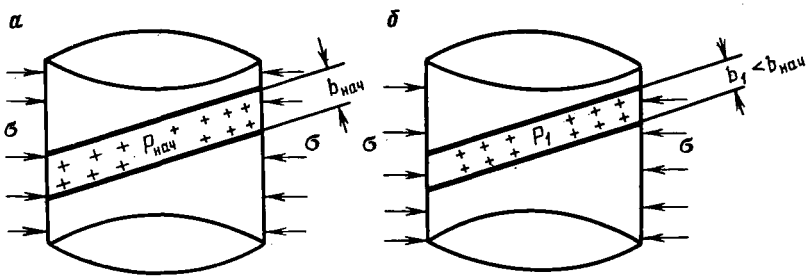


Рис. 2.4. Уменьшение раскрытости трещин b при снижении пластового давления. Пластовое давление: $а$ — $\sigma - P_{нач}$; $б$ — $\sigma - P_1$; $P_1 < P_{нач}$; $b_1 \ll b_{нач}$

порового давления в лабораторных условиях, не отражающим пластовые условия. В пластовых условиях, где всестороннее давление σ (давление вышележащих пород) постоянное, а поровое (пластовое) давление уменьшается в течение разработки залежи от начального $P_{нач}$ до текущего P_i, раскрытость трещины b уменьшается вследствие расширения породы (рис. 2.4).

2.2.2.2. Размер трещин

Размер трещин определяется соотношением длины трещины с толщиной пласта, если речь идет о качественной оценке. В этом случае трещины подразделяются на три группы: малые, средние и большие [3]:

а) малые трещины имеют длину меньше толщины единичного продуктивного пропластка;

б) средние трещины пересекают несколько пластов;

в) большие трещины характеризуются значительной протяженностью, часто достигая десятков и даже сотен метров.

Малые трещины эквивалентны ранее описанным трещинам второго порядка, а средние и большие — трещинам первого порядка.

По наблюдениям Руланда [3], малые трещины обычно характеризуются меньшей раскрытостью и часто заполнены минеральными осадками, тогда как большие трещины имеют большую раскрытость и редко бывают заполнены осадками.

2.2.2.3. Природа трещин

При изучении природы трещин основное внимание обращают на их раскрытость, заполнение минералами и характеристику плоскостей (стенок) трещин, при этом используется следующая терминология:

а) раскрытость — трещины открытые (зияющие, являющиеся плоскостями нарушения целостности) или закрытые;

б) заполнение трещин — мономинеральное или различными минералами;

в) закрытые трещины — заполненные однородным или диффузионно рассеянным материалом;

г) стенки трещин — шероховатые, гладкие, отполированные, оползающие.

2.2.2.4. Ориентация трещин

Ориентация трещины — параметр, связывающий единичную трещину и вмещающую среду. Положение трещины может быть определено (исходя из опыта классической геологии [4]) двумя углами: азимутом падения δ и углом падения ω (рис. 2.5).

Ориентация трещины может быть определена с помощью векторов по трем направлениям в соответствии с углами α_1, α_2, α_3 между векторами x_1, x_2, x_3 и единичным вектором. Направления x_1, x_2 и x_3 ориентированы на восток, север и в зенит, а следовательно:

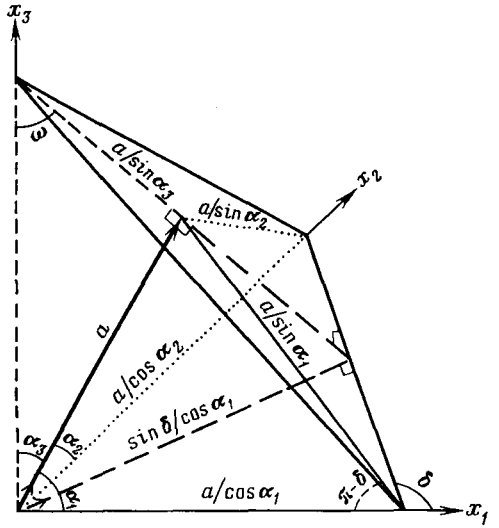


Рис. 2.5. Ориентация трещин в декартовой системе координат. δ — азимут; ω — угол падения

$$\cos\alpha_1 = \sin\delta\cos\omega;$$

$$\cos\alpha_2 = -\cos\delta\cos\omega;$$

$$\cos\alpha_3 = \sin\omega. \qquad (2.1)$$

Если при изучении ориентации единичных трещин установлена их параллельность друг другу, значит, имеет место система трещин. Если системы (бóльшая их часть) трещин в коллекторе связаны между собой, значит, эти системы образуют сеть трещин.

2.2.3. Параметры системы трещин

2.2.3.1. Распределение трещин

В сети трещин, включающей две системы или более, появление каждой из них обычно вызвано определенным напряженным состоянием. Существование пары связанных систем трещин, возникающих под действием одних и тех же сил, — явление исключительное (см. гл. 1). Распределение трещин в этом случае будет характеризоваться величиной коэффициента трещиноватости. Очевидно, этот коэффициент будет более высоким, если системы трещин достаточно равномерно связаны между собой и если эти системы эквивалентны друг другу. Степень трещиноватости будет невысокой, если связи между системами прерывистые или одна система преобладает над другой.

На рис. 2.6 показаны две взаимно перпендикулярные системы трещин. Пример *1* иллюстрирует взаимосвязанные, эквивалентные

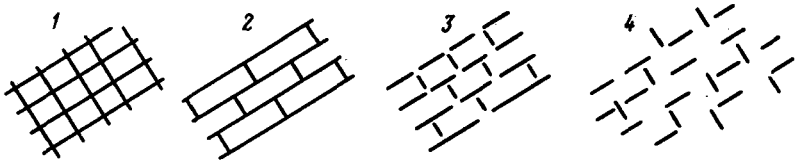


Рис. 2.6. Различные сочетания ортогональных систем трещин и качественная оценка степени трещиноватости [3].

1, 4 — эквивалентные системы трещин; *2, 3* — одна из систем трещин преобладает; степень трещиноватости: *1* — высокая, *2, 3* — средняя, *4* — невысокая

системы, обусловливающие высокую степень трещиноватости породы. Прерывистая связь между системами трещин в примере *4* соответствует невысокой степени трещиноватости. В примерах *2* и *3* одна из двух систем явно преобладает, причем в примере *3* связь между ними частично прерывистая. В этих случаях степень трещиноватости породы считается средней.

2.2.3.2. Блоки матрицы (вмещающая емкость)

Трещины, пересекающие породы-коллекторы в различных направлениях, ограничивают некоторые обособленные объемы, которые принято называть блоками матрицы. Каждый блок в такой системе гидродинамически не связан с соседними блоками. Правильнее считать, что каждый блок как бы обособлен внутри сети трещин. В действительности эти блоки контактируют в некоторых точках соприкосновения, но гидродинамические связи между ними остаются затрудненными.

Блоки матрицы характеризуются формой, объемом и высотой, а системы трещин — падением, простиранием и распределением трещин. Как правило, блоки матрицы имеют неправильную форму, но при решении задач эти формы стараются привести к простейшим геометрическим объемам (телам), таким, как кубы, вытянутые или плоские параллелепипеды.

Руланд [3] описывает различные формы блоков с помощью простейших геометрических фигур (табл. 2.1). Качественное описание формы в этом случае сводится к определению основных размеров каждого блока.

Пространственная ориентация блоков связана с тектоникой и с преобладанием одного вида напряжений над другим. В отношении моделей, представленных в табл. 2.1, можно отметить следующее:

а) блоки в виде колонн (табл. 2.1, строки *1, 2*) — действие основных напряжений параллельно напластованию обусловило высокую степень трещиноватости;

б) плоские блоки (*4, 5*) — действие основных напряжений перпендикулярно к напластованию стало причиной высокой степени трещиноватости;

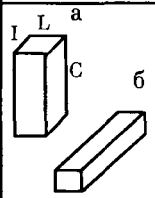
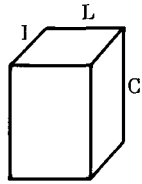
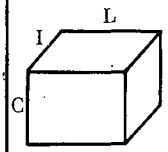
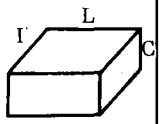
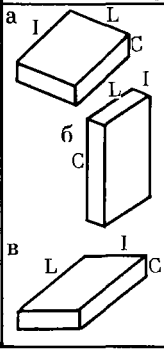
в) кубические блоки *(3)* образуются в тех случаях, когда действуют эквивалентные взаимно перпендикулярные напряжения.

Если известна ориентация трещин, можно установить структурно-тектонические условия образования трещин.

2.2.3.3. Густота трещин

Густота трещин выражает степень трещиноватости пород (коллектора) с помощью различных отношений. Густота трещин внутри объема называется объемной. Если рассматривается густота трещин относительно площади или длины, то она называется соответственно площадной или линейной.

Таблица 2.1

Номер модели	Форма блоков		Геометрические модели блоков матрицы с размерами, см		
			100	100–10	10
1		а) $< \frac{1}{5}; \frac{1}{5}; 1$ б) $\frac{1}{5}; 1; \frac{1}{5}$	Колонна	Малая колонна	Карандаш Спичка
2		$\frac{1}{5} - \frac{1}{2}; 1$ *(l = L)*	Большой параллелепипед	Средний параллелепипед	Малый параллелепипед
3		1 *(l = L = C)*	Метровый куб	Дециметровый куб	Сантиметровый куб
4		2–5; *(l = L)*	Плита	Средняя плита	Малая плита
5		а) $> 5; 1$	Пластина	Средняя пластина	Малая пластина
		б) $1; \frac{1}{5}; 5$		Средняя пластина	Пластиночка
		в) $> 5; \frac{5}{2}; 2$	Доска	Средняя доска	Линейка

Аналитически эти виды густоты трещин выражаются следующим образом. Объемная густота трещин $V_{г.тр}$ — отношение общей площади трещин в блоке $S_{тр}$ к объему матрицы (блока) $V_{бл}$:

$$V_{г.тр} = \frac{S_{тр}}{V_{бл}}. \tag{2.2}$$

Площадная густота трещин $A_{г.тр}$ — отношение суммарной длины трещин $L_{тр} = \sum_{1}^{n} l_i = n_{тр} l$ к площади матрицы (общая площадь блока $S_{бл}$ в сечении, перпендикулярном к потоку):

$$A_{г.тр} = \frac{n_{тр} l}{S_{бл}} = \frac{L_{тр}}{S_{бл}}. \tag{2.3}$$

Линейная густота трещин $L_{г.тр}$ — отношение числа трещин $n_{тр}$, секущих прямую линию (в направлении, перпендикулярном к потоку), к длине этой прямой линии $L_{бл}$:

$$L_{г.тр} = \frac{n_{тр}}{L_{бл}}. \tag{2.4}$$

Линейную густоту называют также уровнем трещиноватости, частотой трещин или линейной частотой.

Примечание. Все три вида плотности трещин определяются длиной рассматриваемого элемента. Объемная плотность трещин — статический параметр (аналог пустотности), тогда как площадная и линейная плотности связаны с направлением движения жидкости.

а. Межтрещинный интервал

Интервал между трещинами — параметр, часто используемый вместо линейной густоты. Этот параметр выражает длину тела (элемента, блока) матрицы между двумя соседними трещинами и поэтому является обратной величиной линейной густоты:

$$e = \frac{1}{L_{г.тр}}. \tag{2.5}$$

Часто эта величина выражается как среднее значение $\bar{e}$ между максимальным и минимальным значениями $L_{г.тр}$.

б. Густота трещин куба

В тех случаях, когда блок матрицы имеет форму куба со стороной a и при условии, что поток жидкости параллелен горизонтальным плоскостям (рис. 2.7), результаты исследований можно представить следующим образом.

Объемная густота трещин:

площадь контакта поверхности трещины — матрица a^2;

полная поверхность матрицы $6a^2$;

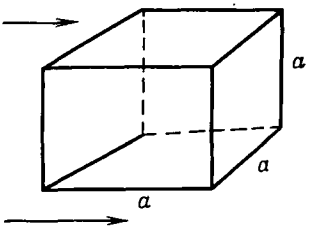


Рис. 2.7. Горизонтальный поток флюида, обтекающий единичный кубический блок матрицы.

Стрелками показано направление потока

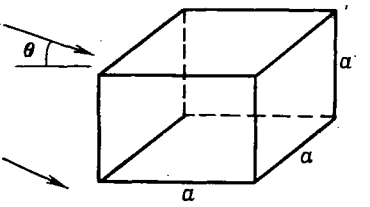


Рис. 2.8. Наклонный поток флюида, обтекающий единичный кубический блок матрицы.

θ — угол между основанием куба и направлением потока флюида; стрелками показано направление потока

общий объем матрицы a^3;

$$V_{\text{г.тр}} = \frac{6a^2}{a^3} = \frac{6}{a}. \tag{2.6}$$

Площадная густота трещин:

поскольку поток жидкости горизонтальный, движение жидкости будет происходить при контакте потока с двумя поверхностями трещин длиной a: $nl = 2a$; а так как площадь поперечного сечения потока a^2, то

$$A_{\text{г.тр}} = \frac{nl}{S} = \frac{2a}{a^2} = \frac{2}{a}. \tag{2.7}$$

Линейная густота трещин:

вертикальную линию, перпендикулярную к горизонтальному направлению потока жидкости, пересекают только две трещины, а так как длина матрицы между ними равна a, то

$$L_{\text{г.тр}} = \frac{n_{\text{тр}}}{L_{\text{бл}}} = \frac{2}{a}. \tag{2.8}$$

В случаях, когда поток жидкости образует угол θ с основанием куба (рис .2.8), необходимо вводить поправку на угол θ:

$$V_{\text{г.тр}} = \frac{6a^2}{a^3} = \frac{6}{a};$$

$$A_{\text{г.тр}} = \frac{2a\cos\theta}{a^2} = \frac{2}{a}\cos\theta; \tag{2.9}$$

$$L_{\text{г.тр}} = \frac{2}{a\cos\theta}.$$

в. Густота трещин при наличии системы трещин

Если направление рассматриваемого потока жидкости образует угол θ с n числом трещин системы (где все трещины параллельны), то:

площадная густота

$$A_{\text{г.тр}} = \frac{\cos\theta \sum_{1}^{n} l}{S}; \tag{2.10}$$

линейная густота

$$L_{\text{г.тр}} = \frac{n}{\cos\theta l}. \tag{2.11}$$

г. Густота трещин в сети трещин

Если имеется m систем трещин, образующих сеть трещин, и каждая из них образует угол θ с направлением потока, то параметры, выражающие густоту трещин, получаются в результате суммирования густоты трещин систем:

объемная густота трещин

$$V_{\text{г.тр}} = \sum_{1}^{m} \frac{(A_{\text{г.тр}})_i}{\cos\theta_i}; \tag{2.12}$$

площадная густота трещин

$$A_{\text{г. тр}} = \sum_{1}^{m} [(L_{\text{г. тр}})_i \cos\theta_i]. \tag{2.13}$$

Учитывая уравнение (2.13), выражение объемной густоты трещин можно привести к виду:

$$V_{\text{г. тр}} = \sum_{1}^{m} (L_{\text{г. тр}})_i. \tag{2.14}$$

Если при исследовании трещин возникают трудности в идентификации систем трещин, следует использовать случайное распределение трещин, где основные связи относятся к каждой трещине [4].

В этом случае площадная густота трещин

$$(A_{\text{г. тр}})_j = (V_{\text{г. тр}})_j \cos\theta_j, \tag{2.15}$$

Объемная и площадная густота трещин связаны между собой соотношением

$$A_{\text{г. тр}} = \frac{2}{\pi} V_{\text{г. тр}}. \tag{2.16}$$

д. Густота трещин в зависимости от литологии пород (пример)

Густота трещин определялась в обнажениях девонских отложений Южно-Минусинской впадины (СССР) для различных литологиче-

Таблица 2.2

Литологическая характеристика пород	Густота трещин, 1/м	Литологическая характеристика пород	Густота трещин, 1/м
Песчаник:		среднезернистый	12,0
среднезернистый	9,0	тонкозернистый	27,0
мелкозернистый	50,0	толстоплитчатый	24,0
глауконитовый	19,5	Алевролит глинистый	60,0
известковистый	9,5	Аргиллит	56,0
Известняк:		Эффузивная порода	48,0
тонкоплитчатый	30,0	Мергель тонкоплитчатый	20,0
водорослевый	33,0	Порфирит массивный	36,4
плотный	12,3	Конгломерат	44,0

ских типов пород. Результаты исследований приведены в табл. 2.2 [4].

е. Густота трещин в идеализированной модели

В тех случаях, когда блоки матрицы образуют определенные геометрические распределения, можно получить ряд идеальных моделей сети трещин. В моделях, аналогичных представленным на рис. 2.9 [5], площадная и линейная густота трещин определяется направлением потока жидкости и расположением поверхности непроницаемого блока.

Как видно из рис. 2.9, модель *1* (пластины) имеет только одну плоскость (поверхность) трещин, независимую от направления потока. В модели *2* (спички) густота трещин связывается с направ-

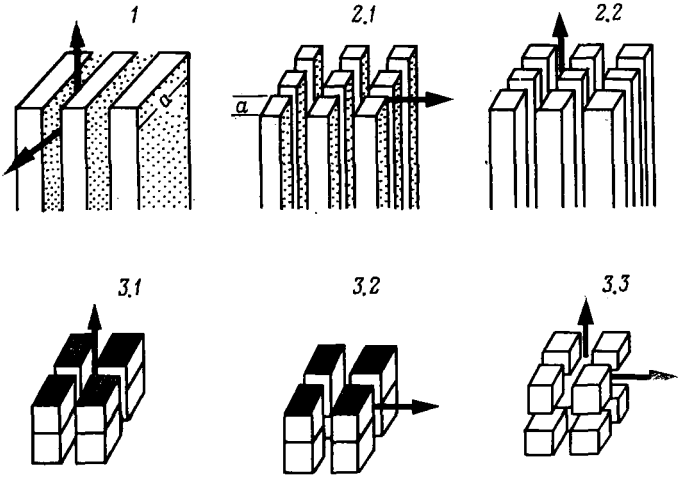


Рис. 2.9. Идеализированные модели и густота трещин, выраженная как функция направления потока [5].

Линейная густота трещин моделей: *1* — 1/*a*; *2.1* — 1/*a*; *2.2* — 2/*a*; *3.1* — 2/*a*; *3.2* — 1/*a*; *3.3* — 2/*a*

лением движения жидкости: в горизонтальном (*2.1*) или вертикальном (*2.2*) направлении. В случае модели *3* (кубы) с непроницаемой горизонтальной плоскостью густота трещин зависит от направления движения жидкости — горизонтального (*3.2*) и вертикального (*3.1*) или того и другого вместе при проницаемости всех плоскостей (*3.3*).

2.2.3.4. Интенсивность трещин

Для количественной оценки трещиноватости необходимо учесть влияние литологических факторов, нефтеносности и тектонических процессов на образование трещин. Роль тектонических процессов можно определить путем взвешивания параметров трещин по толщине и литологии. Если для одинаковых или схожих пластов в подобных случаях используют понятия площадной и линейной густоты трещин и накопленных частостей, то для случаев, когда пласты резко отличаются друг от друга, следует ввести другой термин, предложенный Руландом [3], — интенсивность трещин.

Этот параметр позволяет определить роль основных характеристик каждого пласта — проницаемости, пористости (пустотности), сцементированности и т. д., а также толщины слоев и их структурной приуроченности(свод, центр, подошва) в процессе трещинообразования.

Параметр интенсивности трещин $I_{тр}$ [3] представляет собой отношение частости трещин $F_{тр}$ и частости изменения толщины слоя $F_{толщ}$:

$$I_{тр} = \frac{F_{тр}}{F_{толщ}}. \qquad (2.17)$$

Интенсивность трещин в случае одного продуктивного пласта $L_{бл}$ практически равна линейной густоте трещин (2.4).

Параметр интенсивности трещин можно применять в случае открытых или закрытых трещин, а также при определенных специфических условиях для оценки общей трещиноватости:

$$\begin{aligned} &\text{Общая интенсивность трещин } I_{тр.\,общ} = F_{тр.\,общ}/F_{толщ};\\ &\text{Интенсивность открытых трещин } I_{тр.\,о} = F_{тр.\,о}/F_{толщ}; \qquad (2.18)\\ &\text{Интенсивность закрытых трещин } I_{тр.\,з} = F_{тр.\,з}/F_{толщ}. \end{aligned}$$

Если параметры $F_{тр}$ и $F_{толщ}$ нанести на график в двойном логарифмическом масштабе и провести линии точек равной интенсивности трещин I, то относительное увеличение или уменьшение интенсивности трещин зависит от соотношения между частостью вертикальных трещин и частостью изменения толщины пласта.

Обычно параметры интенсивности трещин, как указывает Руланд [3], варьируют в пределах 0,01—100. Величина $I_{тр}$ — важный показатель, позволяющий качественно оценить процесс трещинообразования:

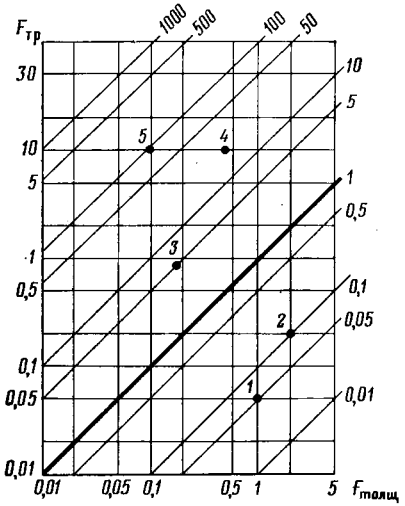


Рис. 2.10. Диаграмма интенсивности трещин для оценки процесса трещинообразования [3].

1—5 — классы трещиноватости

$I_{тр}$	Характеристика трещиноватости	Класс трещиноватости
0,05	Слегка трещиноватая зона	*1*
0,1	Среднетрещиноватая зона	*2*
5—10	Сильнотрещиноватая зона	*3*
20—50	Очень сильно трещиноватая зона	*4*
100	Брекчия	*5*

Примеры классов трещиноватости *1—5* показаны на рис. 2.10.

2.3. Прямая оценка трещиноватости

Обнаружение и оценка трещиноватости — результат исследований на различных стадиях полевых работ, таких, как разведка, бурение, каротаж, отбор керна и испытание скважин [6]. Часть информации получается при прямых наблюдениях в обнажениях, при исследовании керна в лаборатории и при изучении разреза с помощью скважинных телевизоров. Другая часть информации основана на косвенных наблюдениях [5] в процессе бурения, испытания скважин, проведения каротажа и т. д.

При прямых наблюдениях в обнажениях или в керне (на месте или в лаборатории) получают главным образом основные характеристики единичных трещин, такие, как размер, ориентация, длина и т. д. Кроме того, для групп трещин можно оценить их взаимосвязанность, геометрию, распределение и, наконец, густоту и интенсивность трещин.

2.3.1. Трещины в обнажении

Изучение трещин в обнажениях включает получение комплекса информации такой, как ориентация систем трещин относительно положения пластов, число трещин в каждой системе, литологические данные, морфология трещин и т. д. Более полная картина для определенной площади получается, если наблюдение ведется в ряде удобно выбранных станций.

Самым простым способом измерения трещин в обнажении является способ пересечения его линией, выбранной в любом направлении независимо от ориентации системы трещин. Он заключается

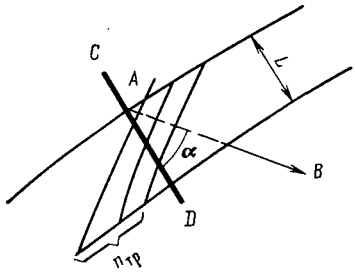


Рис. 2.11. Оценка плотности трещин в обнажении.
CD — выбранная линия пересечения; *AB* — нормаль к плоскости трещин; *L* — толщина пласта

в измерении угла между выбранной линией и перпендикуляром *AB* к направлению системы трещин, азимута и ориентации системы трещин. Густота трещин *L* определяется числом трещин $n_{тр}$, пересекающих прямую линию *AB* (рис. 2.11). Длина линии *AB* корректируется с помощью угла α. В этом случае линейная густота трещин

$$L_{г.\,тр} = \frac{n_{тр}}{L/\cos\alpha}, \qquad (2.19)$$

Чтобы нормализовать различные системы трещин, необходимо привести простирания пластов к общему, так называемому относительному простиранию.

Для определения типов трещин, расположенных по падению и простиранию антиклинали, очень важно иметь большое число наблюдений в различных точках. Если углы падения пластов в большинстве пунктов наблюдения больше 5°, то для сопоставления всех наблюдений их необходимо привести к горизонтальной плоскости.

2.3.2. Оценка трещиноватости по результатам исследования керна

Считается, что при исследовании керна можно получить максимальную информацию о ширине (раскрытости), углах падения и простирания открытых трещин и заполняющем материале в залеченных трещинах. Схема такого керна представлена на рис. 2.12. Ориентация керна осуществлена с помощью линий, обозначенных на керне, которые образуют угол 110° с нулевой линией.

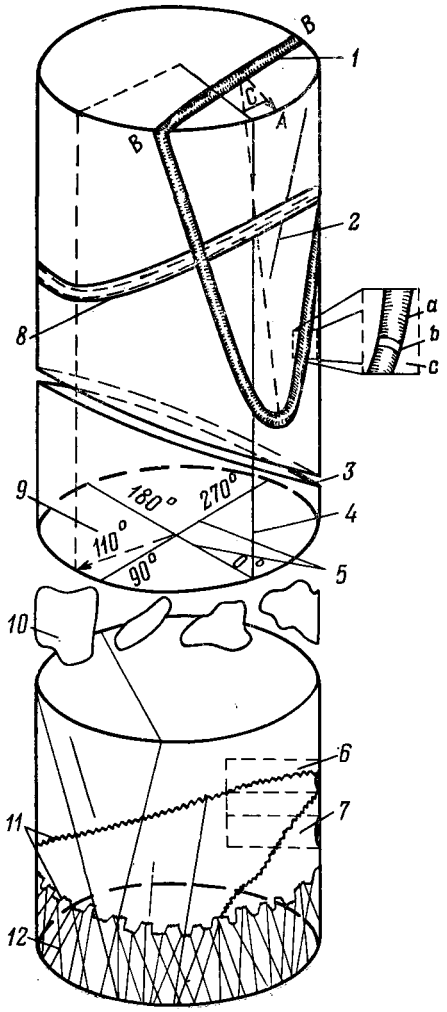
При изучении керна очень важно правильно определить истинное залегание пласта и его падение, чтобы избежать несоответствия между реальным положением плоскости напластования и видимым на керне.

Для сильно трещиноватых пород (гальки, брекчии) важно установить процентное количество трещин по длине керна (рис. 2.12).

Типы трещин (несомненные и возможные) устанавливаются при визуальном наблюдении. На рис. 2.13 приведен пример параллельных трещин системы, заполненных пришедшей нефтью. Трещины могут быть открытыми и заполненными нефтью (рис. 2.13), закрытыми, выполненными кальцитом (см. рис. 2.12), или частично от-

крытыми. Оценка характеристик трещин, таких, как раскрытость, заполненность, природа заполняющего материала, имеет существенное значение в дальнейшем описании сети трещин.

Очень важно при исследовании керна установить наличие стилолитов, описание которых необходимо проводить по схеме, предложенной для изучения трещин. Ориентация стилолитов субвертикальная или субгоризонтальная к напластованию (см. рис. 2.12), их пересечение с трещинами, особенно когда нарушается взаимосвязь последних, имеет очень важное значение. Схематичное изображение стилолитов в керне, показывающее их относительные размеры (малые, большие), раскрытость и т. д., приведено на рис. 2.14.



←Рис. 2.12. Пример сложного образца керна из трещиноватого пласта-коллектора.

1 — измеримая трещина: *A* — видимое направление падения плоскости трещины, *B—B* — видимое направление простирания плоскости трещины, ∠*C* — угол падения плоскости трещины; *2* — неизмеримая трещина; распространение плоскости измеримой трещины: *а* — трещина, заполненная кальцитом, *в* — вторичная пустотность в материале, заполняющем трещину, *с* — порода матрицы; *3* — нарушение целостности керна; *4* — опорная линия; *5* — ориентация относительно опорной линии; *6* — высверленный образец с субпараллельным стилолитом; *7* — высверленный образец с субперпендикулярным стилолитом; *8* — плоскость напластования; *9* — кажущееся направление падения плоскости напластования (истинное направление по данным инклинометрии составляет 200°); *10* — обломки (куски) породы; *11* — стилолиты; *12* — брекчия

↓Рис. 2.13. Рисунок поверхности керна трещиноватой породы.

1 — стилолит; *2* — система трещин

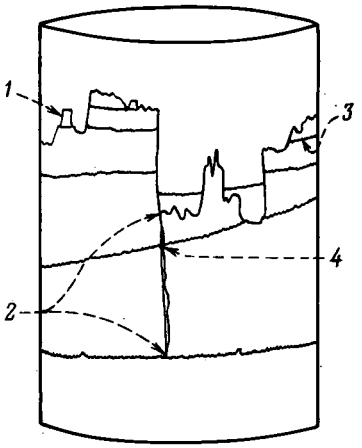


Рис. 2.14. Стилолиты в керне трещиноватой породы.

1 — крупный стилолит; *2* — частично открытая трещина, заканчивающаяся в стилолитах; *3* — небольшой стилолит, присутствующий только в зубцах крупного стилолита; *4* — трещина, пересекающая небольшой стилолиг

2.3.2.1. Параметры единичных трещин

а. Оценка раскрытости трещин

Раскрытость трещин изучается под микроскопом в шлифах. Этот метод считается самым эффективным, так как позволяет производить прямые измерения этой величины. Измеряется величина раскрытости ряда трещин в шлифе, и затем результаты усредняются. Для серии шлифов результаты еще раз усредняются и уточняются за счет введения поправки на угол θ между плоскостью шлифа и трещиной. Если угол θ изменяется при каждом измерении, для расчетов берется случайное распределение от 0 до $\pi/2$, т. е.

$$b_{\text{ист}} = b_{\text{зам}} \cos\theta, \tag{2.20}$$

а средняя $b_{\text{ист}}$ для случайного распределения является функцией средней $b_{\text{зам}}$:

$$\overline{b}_{\text{ист}} = \overline{b}_{\text{зам}} \frac{2}{\pi}. \tag{2.21}$$

Данные, полученные при определении величины раскрытости трещин, показывают, что обычно она меньше 0,1 мм (100 мкм). Если раскрытость трещин очень большая, могут возникать некоторые трудности вследствие того, что трещины из-за больших размеров не попадают в пластинку шлифа.

Пример. В скважине отобрано 1110 кернов, по которым замерены различные значения раскрытости несомненных трещин (табл. 2.3).

На рис. 2.15 результаты этого исследования представлены в виде кривой распределения величин объемной густоты трещин.

Средняя величина раскрытости трещин $b = 0{,}079$ мм $\sim 0{,}08$ мм.

б. Оценка размера трещин

Обычно при изучении трещин по кернам легче установить количество микротрещин, чем макротрещин. Дело в том, что обнаружение макротрещин в большой степени определяется условиями отбора образцов, в частности соотношением между пространством, в котором существуют трещины, и диаметром керна (рис. 2.16, *а*), а

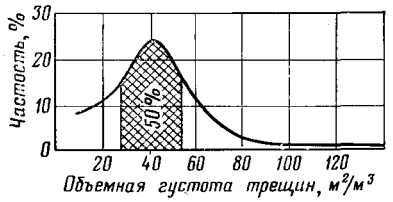


Рис. 2.15. Кривая распределения объемной густоты трещин для каменноугольных отложений Башкирии [4]

Таблица 2.3

Классы трещин по величине раскрытости, мм	Средняя величина раскрытия трещин	Число измерений	Частость, %
<0,01	0,01	430	39
0,01—0,03	0,02	80	7
0,03—0,07	0,05	180	16
0,07—0,113	1,10	270	24
0,113—0,117	0,15	10	1
0,117—0,23	0,20	20	2
0,23—0,27	0,25	30	3
0,27—0,33	0,30	60	5
0,33—0,67	0,50	30	3

также между ориентацией трещин и направлением искривленного ствола скважины (рис. 2.16, *б*). Как видно из рис. 2.15, *б*, если трещины субвертикальны и их наклон совпадает с направлением искривленного ствола скважины, то такие трещины невозможно обнаружить. В то же время большое расстояние между соседними трещинами снижает возможность обнаружения трещин в керне (рис. 2.16, *а*).

в. Оценка ориентации трещин

Чтобы установить ориентацию трещин, необходимо во время отбора керна непрерывно определять его положение относительно стран света.

Метод определения ориентации трещин (которая связывается с направлением трещин в слоях) был предложен Виейра [6]. Ориентация линий в керне получается из трех следов, которые образуют углы 288°, 144° и 72° относительно принятой (условной) линии север — юг.

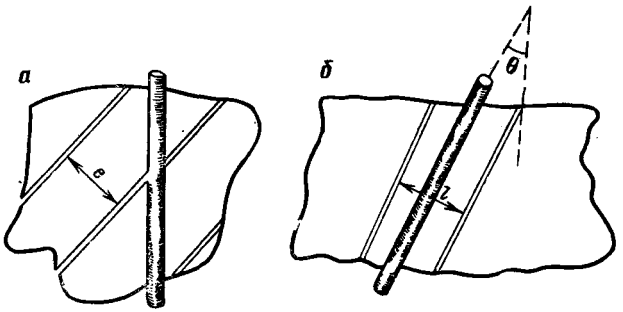


Рис. 2.16. Взаимное расположение ствола скважины и системы трещин.
а — расстояние *е* (интервал) между трещинами больше, чем высота отбираемого керна; *б* — трещины и ствол скважины параллельны

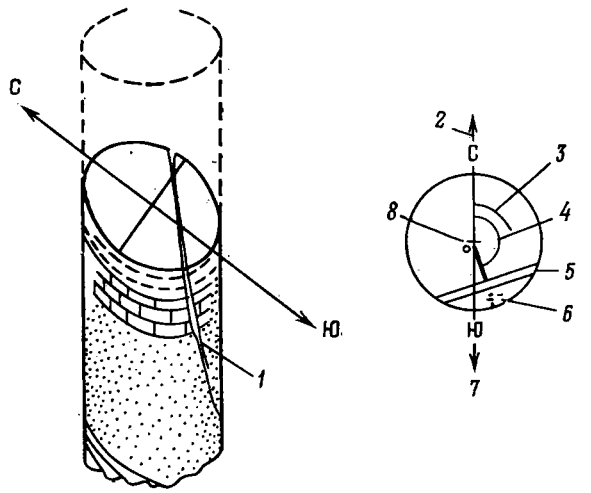


Рис. 2.17. Соотношение между условной линией север—юг, простиранием и азимутом угла падения трещины (материалы Виейра).

1 — трещина растяжения; *2* — условная линия севера (вверх по падению); *3* — простирание трещины (α); *4* — азимут угла падения трещины (δ); *5* — раскрытость трещины; *6* — угол падения трещины (ω); *7* — условная линия юга (вниз по падению); *8* — положение пласта

Для сопоставления условной линии с истинным направлением север — юг измеряемые параметры, характеризующие положение пласта выше и ниже глубины исследования, корректируются с помощью соответствующих значений азимута и глубины (рис. 2.17).

Для успешной корреляции необходимо сопоставление результатов исследования угла падения пласта по керну и по каротажу скважин. Если данные каротажа о падении отсутствуют, то для более грубого усреднения можно применять структурное картирование. Метод определения ориентации трещин, описанный Виейра [6], основан на регистрации углов падения пласта по данным изучения керна или структурным картам и сопоставлении результатов с направлением север — юг. Как видно из рис. 2.17, условное северное направление совпадает с направлением поднятия слоев, а южное, с направлением падения; данные об ориентации трещины говорят о ее простирании по падению пласта.

Чтобы учесть влияние трех других параметров, определяющих угол падения, необходимо проанализировать ряд примеров (рис. 2.18), где α — кажущийся угол падения пласта при отборе керна в вертикальном стволе: i — угол отклонения ствола скважины от вертикали по данным скважинного прибора; B — истинный угол падения, определенный по данным скважинного прибора (инклинометра) или по данным интерпретации структурных построений.

Пример 1. Ориентация керна невозможна и в вертикальной и в наклонной скважине, так как пласт залегает горизонтально и $B=0$.

Пример 2. Ориентация керна возможна, если скважина вертикальная, а пласт имеет угол падения B.

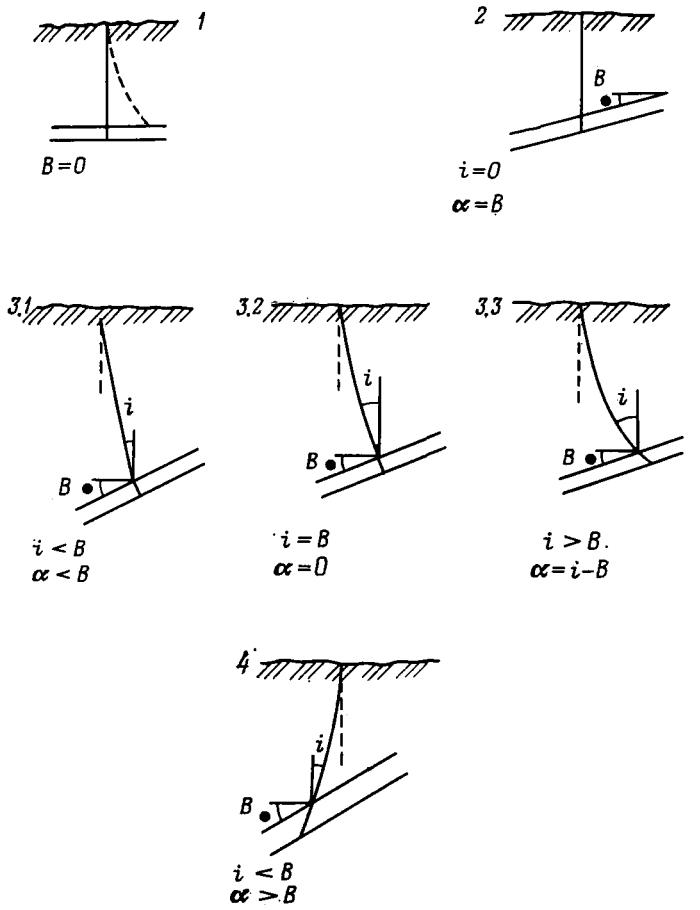


Рис. 2.18. Определение ориентации трещин в зависимости от направления (отклонения) ствола скважины (материалы Виейра).

1 — скважина вертикальная или наклонная, пласт горизонтальный, определение ориентации трещин невозможно; *2* — скважина вертикальная, пласт наклонный, определение ориентации возможно; *3* — направление отклонения скважины и падение пласта противоположны: *3.1* — уменьшение видимого угла падения пласта α при увеличении угла наклона ствола скважины *i*, определение ориентации возможно, *3.2* — определение ориентации невозможно, *3.3* — увеличение α при увеличении *i*, определение ориентации возможно; *4* — направление отклонения ствола скважины и падение пласта совпадают, увеличение α при увеличении *i*, определение ориентации возможно

Пример 3. Ориентация невозможна, если скважина отклоняется от вертикали в направлении, противоположном падению пласта, в случае, когда $i=B$, т. е. когда ствол скважины перпендикулярен к кровле пласта. Но если $i<B$, то кажущийся угол падения пласта по керну α будет уменьшаться при увеличении угла i и ориентация становится возможной. Если $i>B$, угол α будет увеличиваться при увеличении угла i и ориентация опять становится возможной.

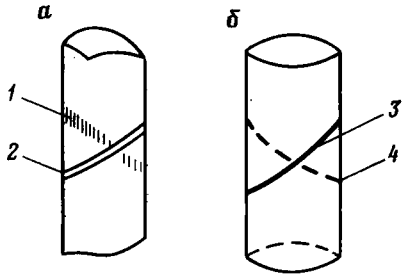


Рис. 2.19. Пластиковый цилиндр для определения ориентации трещин и слоистости.

а — керн; *б* — пластиковый цилиндр. *1* — слоистость; *2* — трещина; следы: *3* — трещины, *4* — слоистости

Пример 4. Ориентация угла возможна, если отклонение ствола скважины совпадает по направлению с падением пласта, когда угол α будет увеличиваться с увеличением угла i.

Учитывая соотношение ориентации трещин и ориентации керна, можно утверждать следующее [1]:

а) абсолютная ориентация трещин может быть установлена только в том случае, если керн был ориентирован на забое;

б) керны, не ориентированные непосредственно в стволе скважины, в дальнейшем должны быть приведены к истинному положению относительно сторон света сопоставлением направления простирания пласта, угла падения и данных об отклонении от вертикали ствола скважины;

в) если отклонение ствола скважины от вертикали превышает 10°, то керны, отобранные из горизонтальных тонкослоистых пород, могут быть сориентированы по эллиптической форме следов, наблюдаемых на поверхности кернов.

Стирн [1] предлагает применять следующий метод определения ориентации трещин в пространстве по керну:

а) керн помещается в пластиковый цилиндр;

б) на поверхности цилиндра наносятся линии простирания пласта и расположения трещин (рис. 2.19);

в) цилиндр ориентируется так, как был расположен керн в пласте с учетом отклонения ствола скважины, угла падения и простирания пласта, восстановленных посредством специального приспособления, которое позволяет ориентировать и определять относительную ориентацию керна и трещины.

После того как будет установлена ориентация единичных трещин, оценивается преимущественная ориентация всех трещин по кривым распределения и стереографическим диаграммам.

г. Природа трещин

Чтобы классифицировать трещины при сравнении их друг с другом, необходимо тщательное исследование отдельных трещин. Морфологию трещин (открытые, частично открытые, заполненные, закрытые и т. д.) следует рассматривать совместно с их размером (большие, маленькие) и ориентацией; ориентированные трещины классифицируются на основе ориентации единичных трещин (вертикальные,

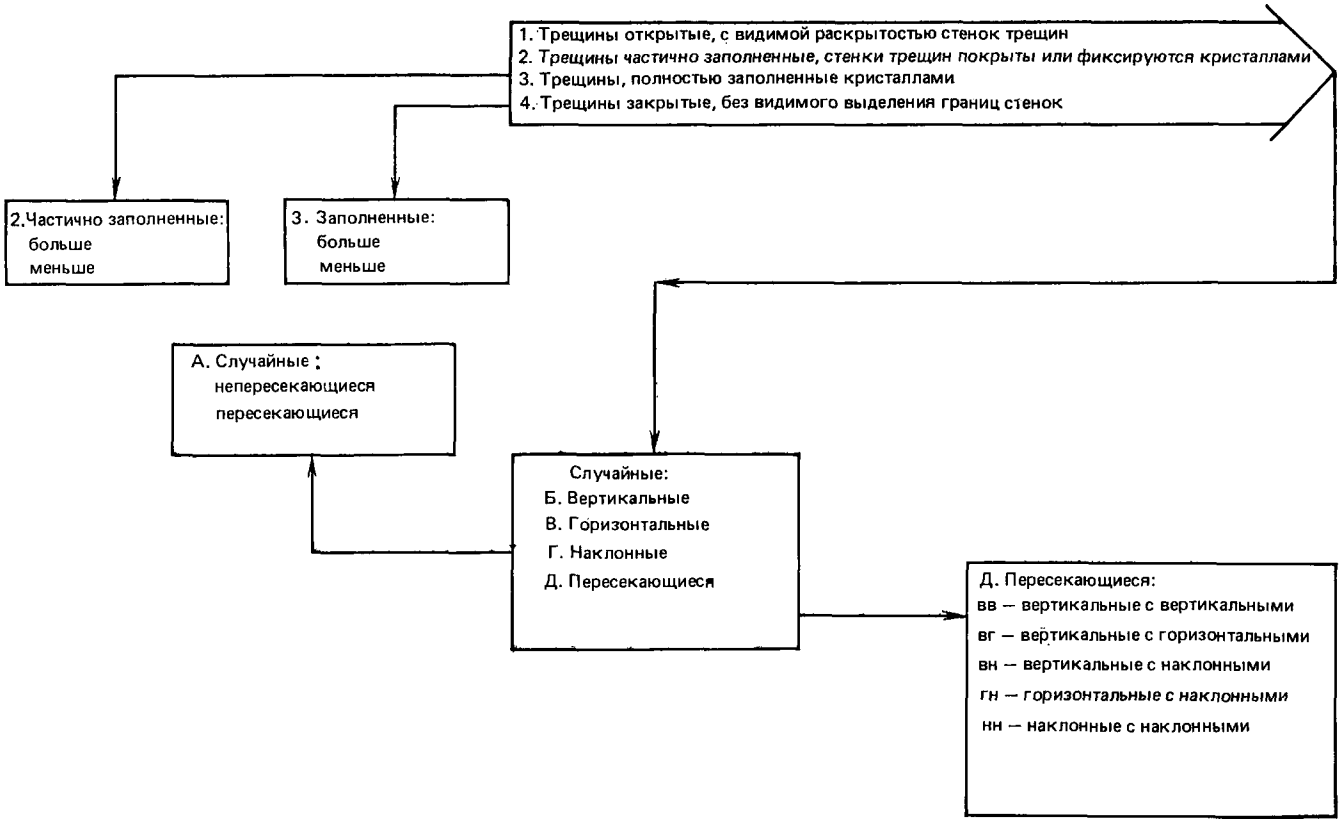


Рис. 2.20. Схема классификации трещин

Таблица 2.4

Классификация трещин по керну

Тип	Ориентация		Минеральные зерна в заполняющем материале: больше (х) или меньше (л) чем в породе
1. Открытые	А. Случайные	нп	
		п	
	Б. Вертикальные В. Горизонтальные Г. Наклонные		
	Д. Пересекающиеся	вв	
		вг	
		вн	
		гн	
		нн	
2. Частично заполненные	А. Случайные	нп	х
			у
		п	х
			у
	Б. Вертикальные		х
			у
	В. Горизонтальные		х
			у
	Г. Наклонные		х
			у
	Д. Пересекающиеся	вв	х
			у
		вг	х
			у
		вн	х
			у
		гн	х
			у
		нн	х
			у
3. Заполненные	А. Случайные	нп	х
			у
		п	х
			у

Продолжение табл. 2.4

Тип	Ориентация		Минеральные зерна в заполняющем материале: больше (х) или меньше (у), чем в породе
3. Заполненные	Б. Вертикальные		х у
	В. Горизонтальные		х у
	Г. Наклонные		х у
	Д. Пересекающиеся	вв	х у
		вг	х у
		вн	х у
		гн	х у
		Нн	х у
	А. Случайные	нп п	
4. Закрытые	В. Вертикальные		
	С. Горизонтальные		
	Д. Наклонные		
	Е. Пересекающиеся	вв вг вн гн нн	

Примечания 1. Б, В и Г — трещины единичные или параллельные. 2. Трещины случайные: нп — непересекающиеся, п — пересекающиеся; трещины пересекающиеся: вв — вертикальные с вертикальными, вг — вертикальные с горизонтальными, вн — вертикальные с наклонными, гн — горизонтальные с наклонными, нн — наклонные с наклонными.

горизонтальные, наклонные) и их пересечения с трещинами в других плоскостях (рис. 2.20).

Классификация трещин по керну более широко и детально представлена в табл. 2.4 [7].

2.3.2.2. Характеристики трещиноватости

а. Оценка густоты трещин

В шлифах раскрытость трещин и их длина замеряются одновременно таким образом, чтобы, используя уравнение (2.3), можно было оценить густоту трещин:

$$A_{\text{г. тр}} = \frac{\text{Число трещин} \times \text{длина трещин (в шлифе)}}{\text{Площадь (шлифа)}}.$$

Для случайного распределения можно воспользоваться следующим соотношением (см. уравнение 2.16):

$$V_{\text{г. тр}} = \frac{\pi}{2} A_{\text{г. тр}}. \qquad (2.22)$$

б. Оценка интенсивности трещин

Единообразие или разнообразие расположения (аналогичное вариантам, представленным на рис. 2.21) для многослоистых пластов может быть выражено интенсивностью трещин. В случае *а* на рис. 2.21 общее число трещин остается неизменным во всех слоях независимо от толщины слоя и его местоположения, тогда как в случае *б* в каждом из восьми слоев наблюдается своя густота трещин.

В последнем случае уравнение (2.17) остается в силе, принимая вид:

$$I_{\text{тр}} = \frac{F_{\text{тр}}}{F_{\text{толщ}}} = \frac{n_{\text{тр}}}{\Sigma\, n_i h_i},$$

где $n_{\text{тр}}$ — количество трещин; n_i — количество слоев; h_i — толщина слоя. Различная степень интенсивности трещин в слоях может быть проинтерпретирована с помощью графиков, связывающих $\log F_{\text{тр}}$ и $\log F_{\text{толщ}}$ (рис. 2.22).

Диагонали на этом графике показывают, что $I_{\text{тр}}$ (интенсивность трещин) может изменяться в пределах от 100/1 до 1/100. Ниже приводится интерпретация нескольких вариантов (соответствующих прямым линиям) зависимости $\log F_{\text{тр}}$ от $F_{\text{толщ}}$ [3].

1. Горизонтальная линия *А* свидетельствует о том, что независимо от увеличения толщины слоя частость трещин остается прежней. Это соответствует тому предельному числу трещин, которое может образоваться в данной породе (см. рис. 2.19, *а*).

2. Вертикальная прямая линия *Б* показывает, что пласт образован постоянным числом пропластков и имеет постоянную толщину, а частость трещин возрастает в зависимости от распределения напряжения в пропластках. Увеличение частости трещин может наблюдаться в сильно напряженных зонах (вблизи нарушения, на своде складки и т. д.).

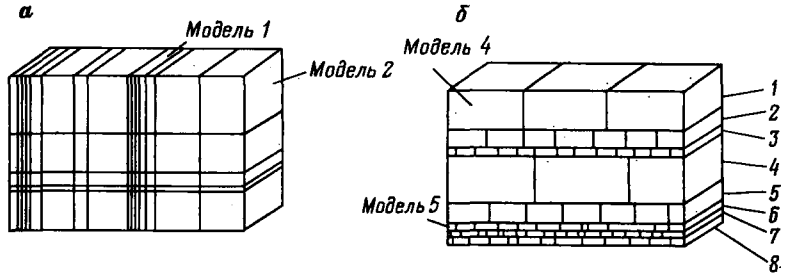


Рис. 2.21. Идеализированные породы:

а — с равным числом трещин во всех слоях (пропластках); *б* — с различным числом трещин в каждом слое (пропластке). *1—8* — слои (пропластки); модели *1, 2, 4, 5* — см. табл. 2.1

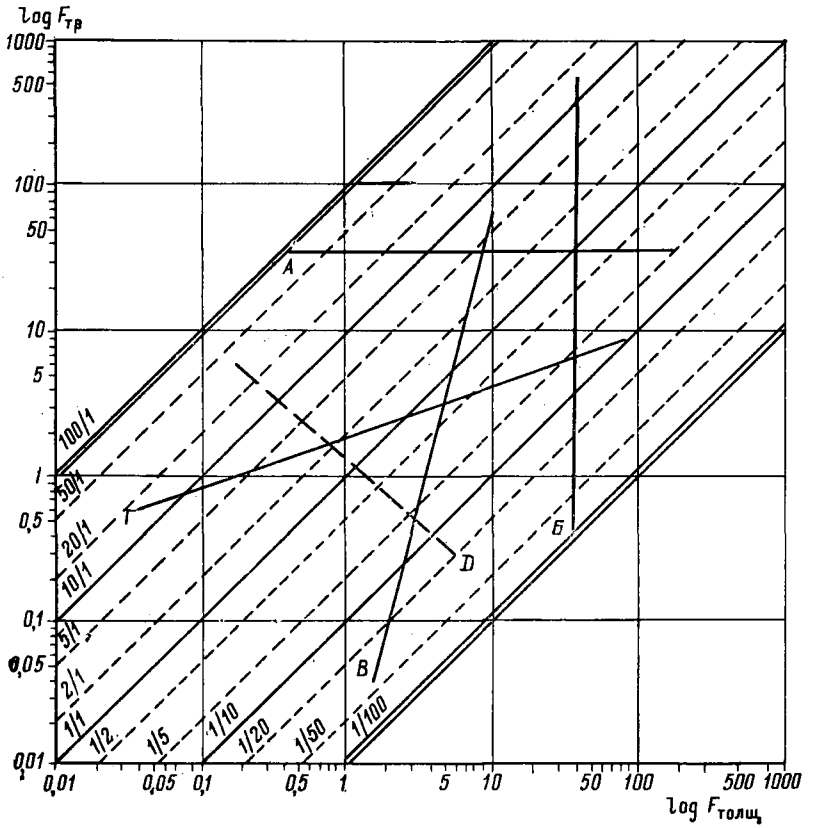


Рис. 2.22. Интенсивность трещин $I_{тр}$ для различных случаев трещинообразования (3).

Шифр кривых — значения $I_{тр}$

3. Линия *В* позволяет сделать вывод о том, что в определенных породах трещиноватость существенно возрастает при незначительном увеличении толщины.

4. Линия *Г* показывает обратную зависимость, т. е. что для других пород при значительном возрастании толщины слоев интенсивность трещин увеличивается незначительно.

5. Линия *Д* соответствует крайне редкому случаю увеличения интенсивности трещин при уменьшении количества продуктивных пропластков.

в. Оценка блока матрицы

Пласт-коллектор (как показано на идеализированных упрощенных моделях (рис. 2.21) в результате различного распределения трещин и толщины слоев (пропластков) оказывается разделенным на блоки матрицы различных размеров. Эти блоки, как модели *1, 2, 4* и *5,* аналогичны случаям *1, 2, 4, 5* табл 2.1.

Для пластов, аналогичных показанным на рис. 2.21, представляющих собой горизонтальные пропластки, нарушенные только вертикальными трещинами, параметр $F_{тр}$ обозначает частотость трещин, обусловленную пересечением горизонтальной плоскости вертикальными трещинами. В этом случае параметр *FF* определяет блоки матрицы как большие или малые. Параметр $F_{толщ}$ характеризует частость пластов разной толщины, образующихся при пересечении вертикальной плоскости, горизонтальными поверхностями пластов (или плоскостями напластования), и определяет блоки как высокие или короткие.

Форму и величину этих блоков можно изучать на диаграммах зависимости $F_{тр}$ от $F_{толщ}$ (рис. 2.23). Если по обеим осям взять одинаковые значения параметров, то по диагонали блоки имеют форму куба. При постоянных значениях $F_{тр}$ увеличение $F_{толщ}$ соответствует увеличению частости изменения толщин, т. е. блоки увеличиваются в основании и сокращаются по высоте (становятся более плоскими). Наоборот, если частость изменения толщины остается постоянной, а частость трещин возрастает, блоки уменьшаются в основании, становятся удлиненными, похожими на тонкую колонну или карандаш.

Рассмотрение соотношения форма/размер идеализированного блока, относимого к единичному продуктивному пропластку и

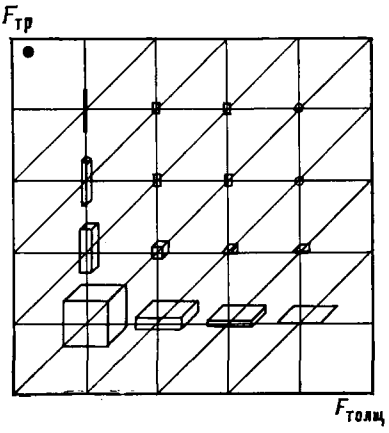


Рис. 2.23. Связь интенсивности трещиноватости и формы единичных блоков матрицы [3]

определенной густоте трещин, указывает на возможное существование большого количества вариаций вертикально и горизонтально удлиненных блоковых элементов. При идеализации блоков приняты следующие допущения:

1. Каждый единичный блок матрицы разделен в горизонтальном направлении сетью трещин (суммарные составляющие которых субвертикальны) и в вертикальном — высотой пропластка (между кровлей и подошвой каждого).

2. Форму и размеры блоков можно определить по результатам исследования скважин, исходя из средней толщины продуктивного пропластка и частости трещин.

3. Так как средняя частость изменения толщин $F_{толщ}$ — величина, обратная среднему значению толщины продуктивного слоя $\bar{e}$, и средняя частость трещин $F_{тр}$ — величина, обратная среднему значению высоты $\bar{a}$, то форма блока в зависимости от высоты может быть получена из отношения e/a.

Пример. При бурении трещиноватого пласта-коллектора были отобраны четыре керна различной длины, и по каждому из них определены следующие данные: число слоев n_i; общее число трещин $n_{тр}$; длина каждого керна. Исходя из полученных данных, можно рассчитать $F_{тр}$ и $F_{толщ}$ (столбцы 2 и 3 табл. 2.5)). В табл. 2.5

Таблица 2.5

№ керна	$F_{тр}$, 1/м	$F_{толщ}$, 1/м	$I_{тр}$	$\bar{a}$, м	$\bar{e}$, м
(1)	(2)	(3)	(4) = (2):(3)	(5) = (1):(2)	(6) = (1):(3)
1	1,13	1,13	1,00	0,885	0,885
2	5,83	1,44	4,05	0,171	0,694
3	2,59	0,65	3,98	0,386	1,538
4	0,312	1,33	0,234	3,20	0,752

приведена оценка размеров каждого блока и значений $I_{тр}$, исходя из $F_{тр}$ и $F_{толщ}$.

На рис. 2.24 нанесены результаты определения частости трещин и частости изменения толщины пласта (табл. 2.5), которые позволяют оценить тип блоков. Как следует из рис. 2.24, только один блок имеет форму куба при $I_{тр}=1$, так как в керне № 1 $F_{тр}=F_{толщ}=1{,}13$.

Суммируя результаты изучения трещин по отобранным кернам, можно принять, что для данного пласта характерны следующие основные типы блоков матрицы:

$I_{тр}>1$ — блок матрицы вытянут по вертикали (керны № 2, 3);

$I_{тр}=1$ — блок матрицы имеет форму куба (керн № 1);

$I_{тр}<1$ — блок матрицы вытянут по горизонтали (керн № 4).

Формы единичных блоков каждого из четырех кернов представлены на рис. 2.25.

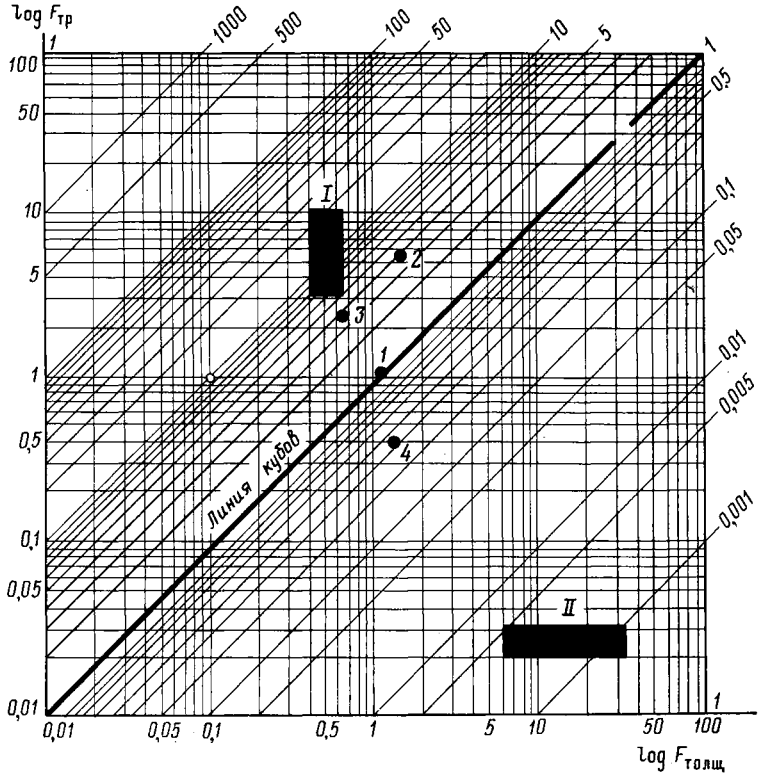


Рис. 2.24. Диаграмма интенсивности $I_{тр}$ ↑ трещин для рассматриваемых в примере кернов *1—4*.

Блоки, вытянутые: *I* — вертикально; *II* — горизонтально. Шифр кривых — значения $I_{тр}$

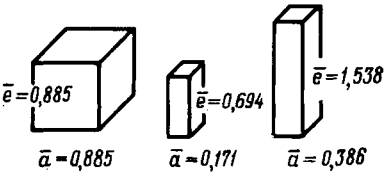
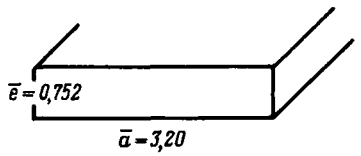


Рис. 2.25. Единичные блоки матрицы по четырем образцам керна, представленные параллелепипедами (см. табл. 2.5).



2.4. Обработка результатов

После получения по кернам основных данных приступают к следующему этапу изучения трещин — обработке собранной информации с помощью различных критериев и ее табулированию. Для того, чтобы лучше изучить соотношения между различными параметрами и тенденциями их изменения, используют различные графические приемы.

2.4.1. Табличная форма и классификация данных

2.4.1.1. Табличная форма

Существует много вариантов табулирования результатов исследования керна, но наиболее удобными оказались два (табл. 2.6, 2.7). Первый (форма А) предусматривает фиксирование всех полученных по разрезу скважины данных о стилолитах и трещинах. При этом рассматриваются качественные показатели трещин (открытые, закрытые, заполненные), углы падения и литология. Дополнительно регистрируются интервалы испытания и величина отношения между проницаемостью матрицы и проницаемостью интервала по данным испытания. Второй вариант (форма Б) дает более детализированные характеристики, так как трещины подразделяются на макро- и микротрещины. Для лучшего представления формы блоков матрицы вместе с полученными данными используются результаты оценки интенсивности трещин.

2.4.1.2. Классификация данных и составление таблиц

В общем случае первые данные (без детального анализа), полученные при исследовании керна, представляются в форме таблиц (см. табл. 2.6 и 2.7), как функция глубины. Однако для детального анализа используются новые классификационные критерии, на основе которых выбирается часть параметров для повторной интерпретации. В тех случаях, когда пласт-коллектор представлен продуктивными отложениями значительной толщины при разной литологической изменчивости пород, результаты обычно корректируются с помощью дополнительных литологических характеристик, таких как:

а) твердость пород;
б) наличие или отсутствие глин;
в) наличие или отсутствие кремнистых пород;
г) наличие минералов и окаменелостей (органических остатков);
д) ориентирование плоскости пластов.

Твердость пород, определяемая при исследовании керна, должна оцениваться в соответствии со следующими критериями:

1) мягкая (можно царапать ногтем);
2) мягкая средняя;
3) средняя (можно царапать пластмассовой пластинкой);
4) средняя твердая;
5) твердая (можно царапать лезвием стального ножа);
6) твердая — очень твердая;
7) очень твердая (можно царапать концом острого стального зонда — пробника).

Содержание глинистых материалов определяется следующими факторами:

1) наличием линз или включений (прослоек);

Таблица 2.6

Форма А

Проходка, м/мин	Пористость керна, %	Густота стилолитов, 1/м	Густота трещин, 1/м	Зона	№ керна	Глубина, м	Измеряемые трещины, 1/м	Угол падения трещин, градусы	Тип трещин	Твердость породы	Интервал испытания	Отношение проницаемости $\frac{K_{max}}{K_{90°}}$
0 5 10 15 20 30	0 10 20 30 40 50	0 10 20 30 40	0 10 20 30 40 70				0 2 4 6 8 10	70–90 10–70 0–10	з – закрытые о – открытые чо – частично открытые чз – частично закрытые	мягкая средняя твердая кремнистый известняк сланцеватая глина		

Таблица 2.7

Форма Б

Глубина, м	Литология	Керн	Падение	Азимут	н – нормально, о – обратно	Микротрещины, связанные с трещинами и стилолитами: Макротрещины, 1/м	Стилолиты, 1/м	Микротрещины, связанные с трещинами и стилолитами: 1/м	Раскрытость, мм	Заполнение	Макротрещины: Заполнение: к – кальцитом, а – ангидритом, г – глиной, н – нефтью	Раскрытость, мм	Заполнение	Открытые	Падение трещин	Число трещин: 0 – 5 см	5 – 10 см	10–30 см	> 30 см	Интенсивность трещин, м/м: Открытых трещин	общая
						1/м	1/м	1/м								0 20 40 60		0 20 40 60		0,01 0,1 1 10	

2) наличием аргиллитов;

3) высокой степенью общей глинизации за счет формирования осадка в бассейнах с мутными водами.

2.4.2. Представление данных

Информация, полученная при исследовании образцов керна (сюда же можно добавить результаты косвенных измерений), должна обрабатываться с использованием статистических диаграмм или чисто геометрических построений. Обычно этими приемами пользуются при обработке данных о размерах трещин, их раскрытости, природе, ориентации, распределении, густоте, интенсивности и о единичных блоках породы.

Критериями оценки перечисленных параметров являются глубина, литология, толщина продуктивного пласта и т. д.

Модели представления данных бывают двух типов.

Статистические модели, которые включают гистограммы и статистические стереограммы. На гистограммах значения отдельного параметра (случайно выбранного с помощью определенных критериев) изображаются кривой частости, по которой определяется наиболее вероятное среднее значение. По стереограммам, в основном используемым для параметров, характеризующих ориентацию трещин (простирание, угол падения и т. д.), определяется преимущественное направление трещин.

Геометрические модели используют главным образом стереографические проекции, в частности для оценки блоков матрицы. Полярные стереограммы и различные схематические изображения особенно удобны при выяснении преимущественного (предпочтительного) направления изменения отдельных параметров, а также для описания свойств больших групп трещин с применением упрощенных схем.

2.4.2.1. Статистические изображения

а. Гистограммы

Как указывалось выше, гистограммы применяются для определения наиболее вероятного (часто встречаемого) значения в общем интервале изменения данного параметра. Данные обычно группируются по определенному признаку, например по литологии, интервалам продуктивного пласта, числу образцов керна, типам трещин и т. д. С помощью гистограмм можно оценивать почти все параметры, определяющие развитие единичных трещин или системы трещин.

По кривым частости, накопленной частости с помощью стандартных приемов можно получить средние значения данного параметра.

Пример 1. Плотность трещин изучалась на 362 образцах, и полученные результаты по литологическому признаку объединили в

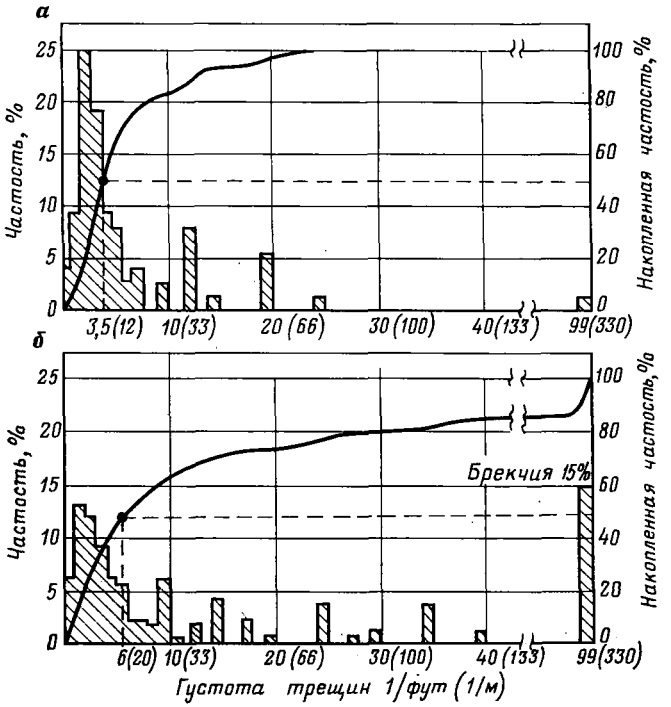


Рис. 2.26. Кривые распределения линейной густоты трещин для глинистых (*а*) и неглинистых (*б*) образцов.

Число образцов: *а* — 102; *б* — 260

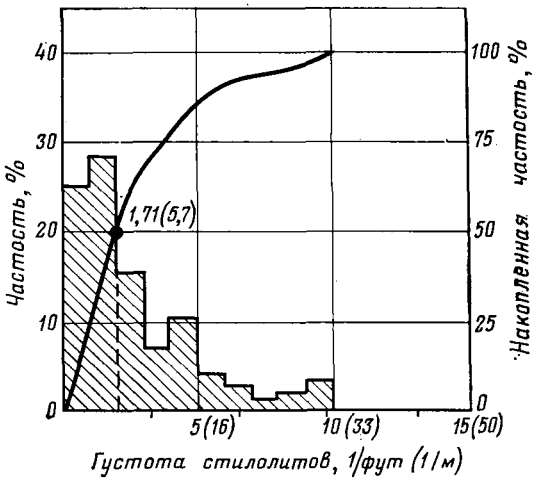


Рис. 2.27. Распределение линейной густоты стилолитов

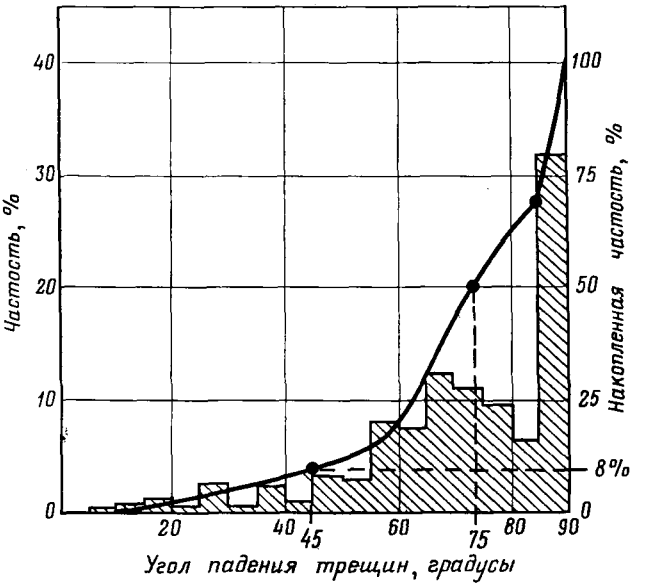


Рис. 2.28. Распределение углов падения трещин

две группы: глинистые (102) и неглинистые (260) образцы. Для этих двух групп образцов были построены кривые частости и накопленной частости в зависимости от линейной густоты трещин (рис. 2.26). Как видно из рис. 2.26, для значений накопленной частости 50% среднее значение линейной густоты трещин составляет 20 1/м для неглинистых образцов и 12 1/м для глинистых образцов. Кроме того, для неглинистых образцов отмечается появление брекчии (более 330 1/м) с частостью 15%.

Пример 2. Подобные приемы могут использоваться для нахождения вероятного значения густоты стилолитов. Результаты исследования 362 образцов показали, что среднее значение густоты стилолитов оказалось равным 5,7 1/м (рис. 2.27).

Пример 3. Если использовать гистограммы других параметров, таких, как угол падения, определенных на тех же образцах керна, можно установить основное направление изменения угла падения трещин вокруг ствола скважины. Из приведенного на рис. 2.28 примера следует, что 8% трещин имеют угол наклона 45°, а 32% — более 86°. Средний угол падения оказывается равным 75°. Очевидно, что доминирует субвертикальное падение трещин.

б. Стереограммы

В статистических стереограммах обычно используют круг, позволяющий учитывать пространственное положение трещин. Частота определяется по соответствующим радиусам, которые делятся на

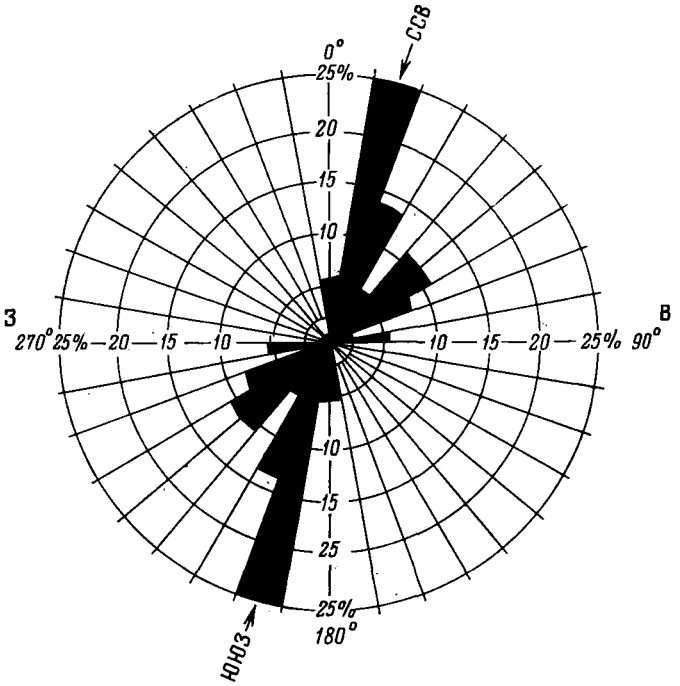


Рис. 2.29. Простирание трещин, спроектированное в статистической стереограмме (по данным примера)

части концентрическими окружностями, являющимися шкалой частости.

Пример 4. Ориентация простирания трещин определялась на тех же 362 образцах, и результаты помещались на стереограмме. Направления простирания проектировались вдоль определенного радиуса, а значения частости отражались концентрическими окружностями, выражающими масштаб в каждом направлении. Концентрические окружности соответствовали изменению частости от 1 до 25% (рис. 2.29). Как видно из приведенной в этом примере стереограммы, основное направление простирания трещин ориентировано в направлении северо-северо-восток — юго-юго-запад. Подобные построения можно использовать для оценки других параметров пространственного положения трещин, таких, как угол падения, азимут и т. д., или для характеристики природы трещин (открытые, заполненные или частично заполненные). Такое изображение может показать взаимосвязь между характеристиками трещин и их ориентаций в пространстве. Те же самые построения применяют для оценки распределения стилолитов.

Если по стереограмме отмечается преобладающее направление трещин или стилолитов, то этот факт можно использовать для интерпретации прошлых геологических событий, таких, как, напри-

мер, соотношение направлений главных напряжений и образованных трещин или стилолитов. Представляет также интерес анализ направления и простирания закрытых и открытых трещин. Сравнительная оценка этих двух ориентаций простирания может указать направление фильтрации жидкости, содержащей материал, которым заполнены трещины.

2.4.2.2. Геометрические изображения [3]

а. Стереограммы

Стереографические проекции используются для отражения геометрических взаимосвязей между результатами наблюдений и измерениями различных величин.

1. Стереограммы блоков (пространственные стереограммы). Стереографические проекции блоков матрицы могут представлять ориентацию пропластка *(S)* и трещинных поверхностей, т. е. плоскостей, являющихся стенками трещин (рис. 2.30, *1, 2*). В частности, хорошо представляются вытянутость блоков и их пространственное расположение (см. рис. 2.30). В примере, приведенном Руландом [3] (см. рис. 2.30), проекция дается только в верхней полусфере. Пропласток *S* ориентирован С 0, СВ 60°, а поверхности трещин: *1* — С 74°, СЗ 66° и *2* — С 136°, З 40°. Единичный блок представлен в форме куба на моделях *1* и *2* в случаях *а*, в виде плоского блока — на модели *1* в случаях *б, в, г* и в виде колонн — на модели *2* в случаях *б, в, г* (рис. 2.30).

2. Стереограммы, выражающие связь ориентации и параметров единичных трещин. Такие стереограммы успешно применяются в тех случаях, когда какой-либо параметр единичной трещины рассматривается в связи с ее ориентацией. В частности, представляет интерес совместное рассмотрение густоты и размеров трещин в зависимости от их ориентации. Если, например, в дополнение к ориентации трещин на стереограмму нанести окружности, выражающие длину (размер) трещин (рис. 2.31), то окажется, что трещин, ориентированных в направлении юго-восток — северо-запад, будет больше, чем ориентированных в направлении юго-запад — северо-восток. Эти результаты для лучшего понимания дифференциации трещин можно рассматривать совместно с показателями литологической характеристики пород (твердостью, сланцеватостью, толщиной продуктивных отложений и т. д.).

3. Полярные стереограммы. Это стереографические пространственные проекции, на которых плоскости (поверхности трещин) представляются в виде точек касания их с поверхностью полусферы. Пропласток *S* и трещинные поверхности *1* и *2* имеют ту же ориентацию, что и на рис. 2.30, и представляются точками касания *a, b* и *c* (рис. 2.32, *I*). Линии пересечения трех плоскостей внутри полусферы образуют углы α, β и γ (рис. 2.32, *II*). Такой способ изображения называется циклографической стереограммой.

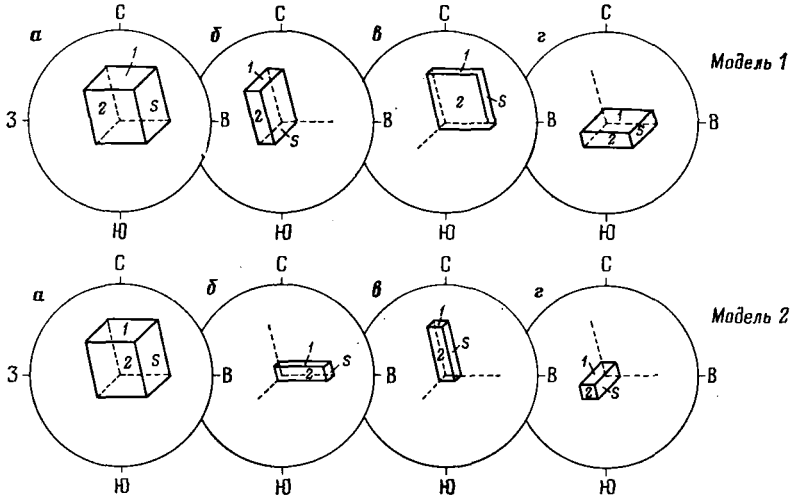


Рис. 2.30. Стереографические проекции единичных блоков матрицы.
а — г — разные случаи для моделей *1* и *2*

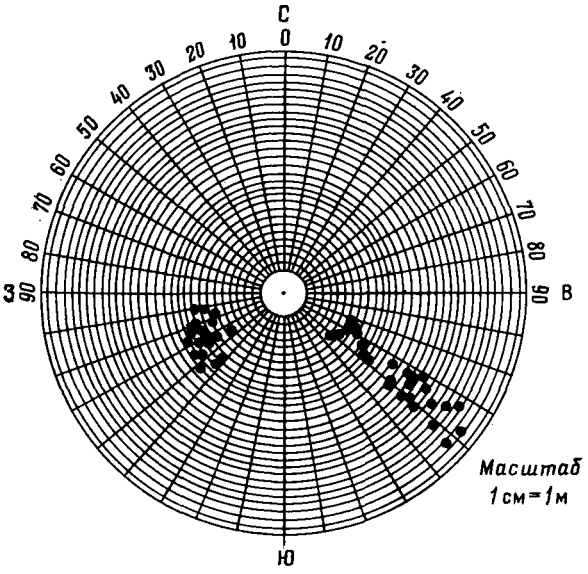


Рис. 2.31. Стереограмма, связывающая ориентацию и длину трещин [3]

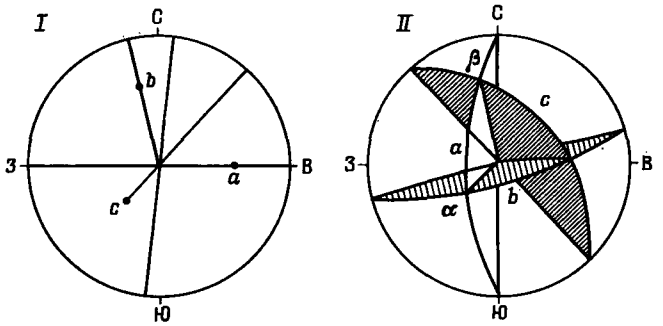


Рис. 2.32. Полярная (*I*) и циклографическая (*II*) стереограммы [3]

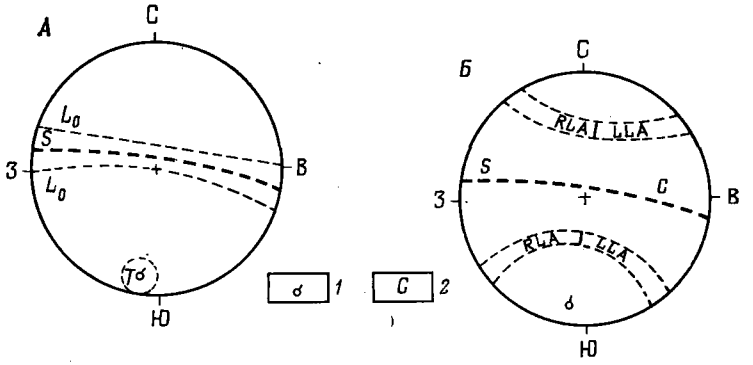


Рис. 2.33. Комплексные стереограммы типов *А* и *Б* [3].
1 — ориентация оси складки; *2* — распределение слоев (пропластков)

4. Комплексные стереограммы. В литературе [3] и в геологических исследованиях предложено множество видов стереограмм, позволяющих учитывать влияние тектонических условий при проведении анализа расположения трещин и стилолитов.

Пример. На стереограмме рис. 2.33, *А* пропласток *S* и продольные трещины L_0 представлены в виде больших кругов. Обозначены поперечные трещины *T* и их ориентация относительно оси складки.

На рис. 2.33, *Б* показаны правосторонние *RLA* и левосторонние *LLA* трещины как альтернативные продольные трещины.

б. Схематичное изображение (символы)

Любой вид символов упрощает представление результатов при использовании как стереограмм, так и любых других графогеометрических приемов.

1. На рис. 2.34 схематично представлено на основе классификации Вальдшмидта [7] пространственное расположение трещин по

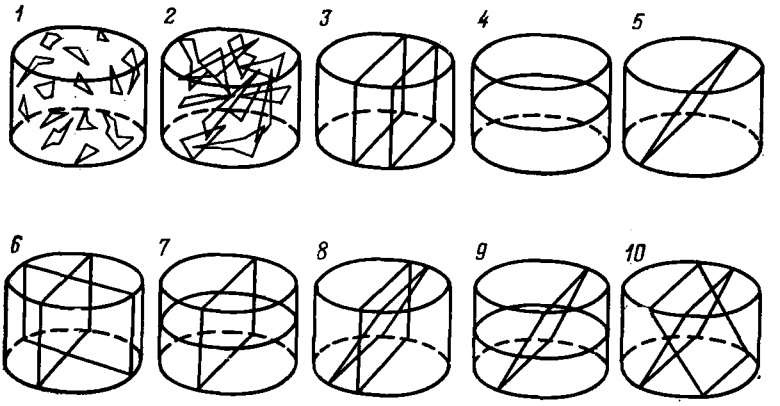


Рис. 2.34. Схематичное изображение ориентации трещин [7].

Трещины: *1* — хаотичные; *2* — хаотичные пересекающиеся; *3* — вертикальные; *4* — горизонтальные; *5* — наклонные; пересекающиеся: *6* — вертикальные с вертикальными, *7* — вертикальные с горизонтальными, *8* — вертикальные с наклонными, *9* — горизонтальные с наклонными, *10* — наклонные с наклонными

данным их фиксирования в керне. Расположение трещин включает все случаи: горизонтальное, наклонное, вертикальное, случайное, а также их комбинации.

2. Изменение параметров трещиноватости в зависимости от глубины представляет интерес для определения средних значений разных параметров для различных зон. В качестве примера на рис. 2.35 представлено изменение высоты блока матрицы в каждом интервале в зависимости от глубины. С помощью таких построений

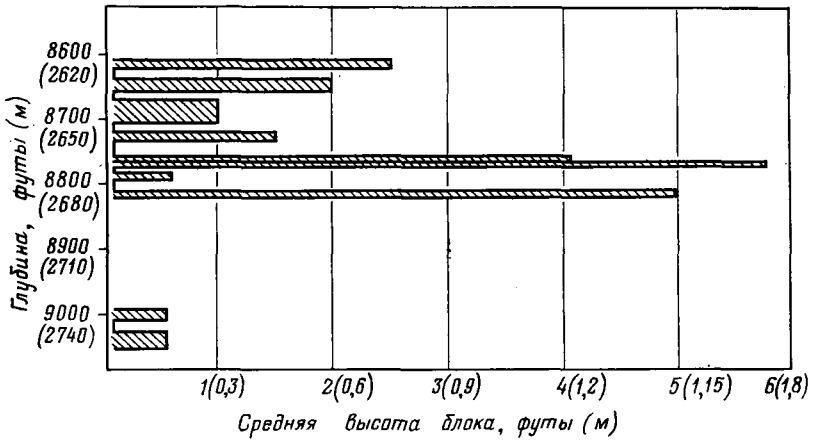


Рис. 2.35. Средняя высота блока матрицы в зависимости от глубины залегания пласта

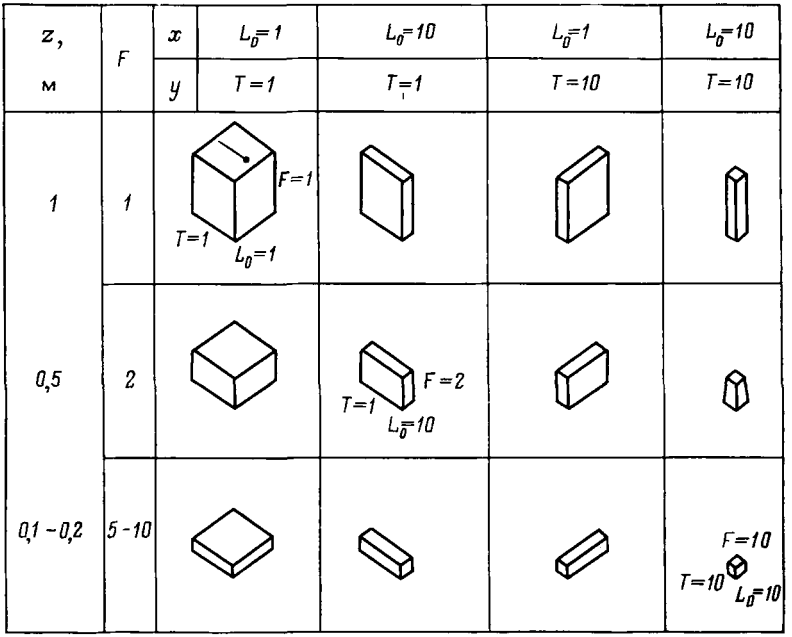


Рис. 2.36. Распределение (частость) F трещин в слоях (пропластках) в зависимости от продольных L_0 и поперечных T трещин [3]

можно оценить среднюю высоту блока для интервала, зоны или всей залежи.

3. Схематизация частости. Форма блока матрицы определяется густотой трещин и толщиной продуктивного пласта. Принимая следующие обозначения: $z=1/F$ — обратная величина частости толщин, $x=1/L_0$ — обратная величина частости продольных трещин L_0, $y=1/T$ — обратная величина частости поперечных трещин T, и учитывая изменения толщин от 0,1 до 1 м и числа продольных и поперечных трещин от 1 до 10, получаем ряд геометрических форм блоков (рис. 2.36). Форма блоков будет иметь вид либо куба, либо параллелепипеда [3].

Пример. Если в продуктивном пласте $F=2$ 1/м, $L_0=10$ 1/м и $T=1$ 1/м, то размеры блоков будут следующие: $z=0{,}5$ м, $x=0{,}1$ м, $y=1$ м (см. рис. 2.36, вторая колонка, второй ряд). Эти значения F, L_0 и T (или z, x и y) могут быть использованы для построения стереограммы, подобной приведенной на рис. 2.30.

4. Геологический разрез (профиль), содержащий следы трещин. Следы трещин можно получить, проектируя трещины на горизонтальный или вертикальный разрез (рис. 2.37). Эти следы, полученные для достаточно больших зон (10 м в приведенном на рис. 2.37 примере), впоследствии могут быть использованы для оценки средних размеров блока. Высота блока получается на вертикальном разрезе путем поворота его вокруг вертикальной оси.

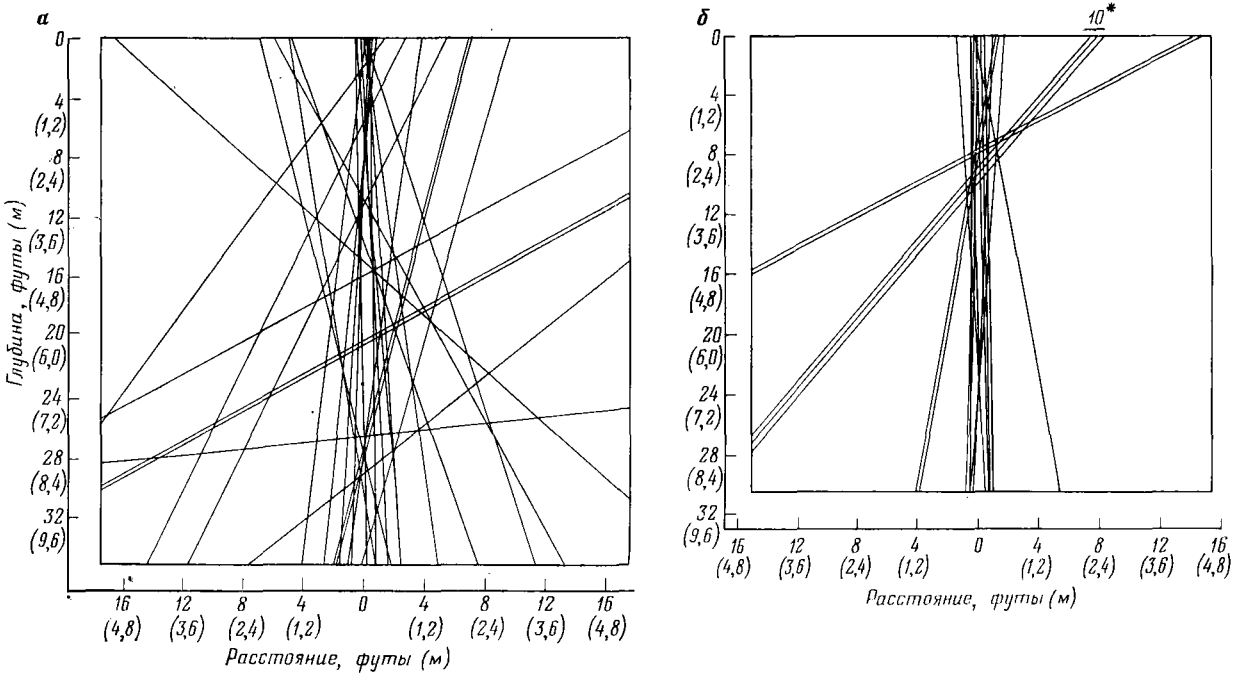


Рис. 2.37. Следы трещин в поперечных геологических разрезах.

Сечения: *а* — вертикальное; *б* — горизонтальное. Число со звездочкой — общее количество параллельных трещин в пределах рассматриваемой зоны (области)

2.5. Применение результатов изучения трещинообразования

Было исследовано несколько регионов с разными структурами, в пределах которых в результате активной тектонической деятельности возникли значительные напряжения, приведшие к образованию систем трещин.

Последующий анализ процесса трещинообразования позволил интерпретировать связь между напряжениями и появившимися системами трещин.

В качестве примеров таких исследований можно привести работы, выполненные в ФРГ в бассейне Юра [8], в Португалии в известняках, покрывающих диапировые структуры в Сао-Мамед-Прагоса [9], а также работу по изучению межтрещинных блоков месторождения Айшау [10].

2.5.1. Тектоно-физические исследования в ФРГ [8]

При проведении измерений непосредственно в условиях залегания пород юрских отложений Гренир [8] получил очень интересные результаты. При отмеченном направлении расположения трещин можно было предположить два возможных варианта распределения напряжений: первый — когда σ_1 действовало вертикально (рис. 2.38, *а*); второй — когда σ_1 действовало горизонтально (рис. 2.38, *б*).

Решение этой проблемы возможно с помощью данных о простирании трещин (рис. 2.39). Из этих данных следует, что различие между главным (30°) и второстепенным (120°) простираниями составляет 90°, т. е. соответствует общему региональному направлению распространения макротрещин, совпадающему с направлением действия тектонических напряжений. Эти доводы подтверждаются анализом условий накопления перекрывающих пород, которые никогда не были благоприятными для образования достаточно мощной толщи, создающей значительные вертикальные напряжения.

Кроме того, следует отметить, что наличие высоких боковых напряжений позволяет проследить направление прошлых тектонических движений, если имеются зеркала скольжения в плоскости сброса. Острый угол между плоскостями пары сопряженных трещин скалывания означает, что трещины разделены пополам (рис. 2.40) наибольшими напряжениями сжатия, поэтому можно рассчитать угол внутреннего трения пород.

Из комбинирования сил при правосторонних и левосторонних зеркалах скольжения можно определить, что максимальное напряжение σ_1 ориентировано примерно в направлении 160°—170°.

Факт совпадения простирания стилолитов (рис. 2.41) с простиранием отложений свидетельствует о том, что существует генети-

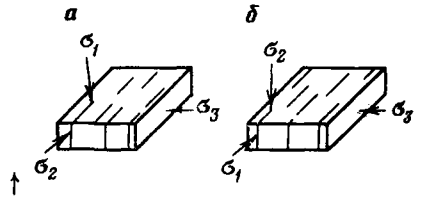


Рис. 2.38. Возможные варианты распределения напряжений, вызвавшие появление данной системы трещин [8]

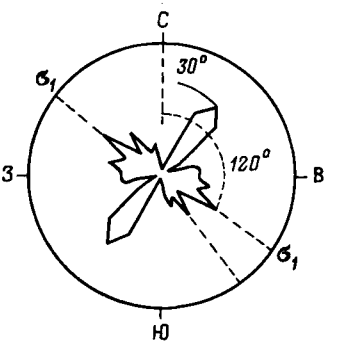


Рис. 2.39. Стереограмма простирания трещин→ (6000 измерений) [8]

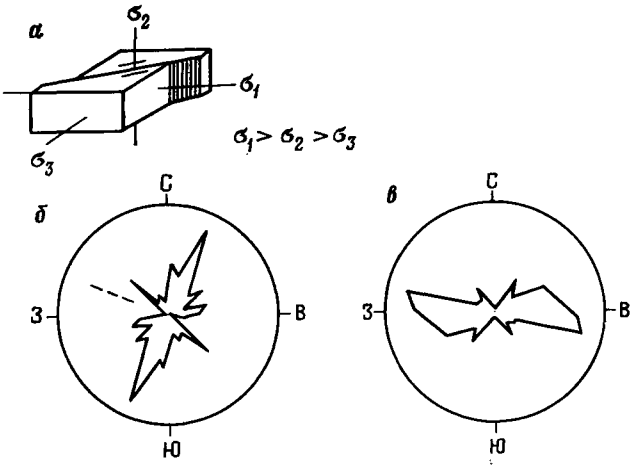


Рис. 2.40. Распределение напряжений сжатия (*а*) при наличии горизонтальных левосторонних (*б*) и правосторонних (*в*) зеркал скольжения

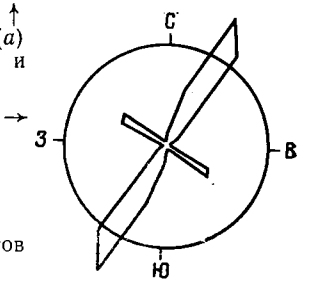


Рис. 2.41. Стереограмма простирания стилолитов (352 измерения) [8]

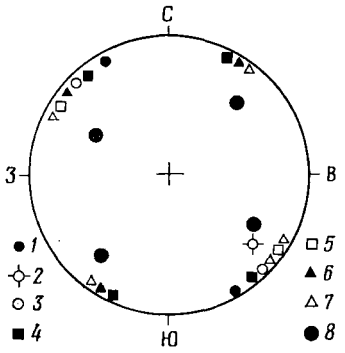


Рис. 2.42. Стереограмма для обобщения полученных результатов [8].

Направления действия σ_1: *1* — в районе Страсбурга, *2* — в районе Онстметтингена, *3* — от эпицентра землетрясения; горизонтальные зеркала скольжения: *4* — левосторонние; *5* — правосторонние; *6* — горизонтальные стилолиты; *7* — макротрещины; *8* — нормальные нарушения

ческая связь горизонтальных стилолитов с трещиноватостью. Гренир [8] представляет полученные результаты в виде стереографических проекций структурных данных и направлений действия напряжений (рис. 2.42). Ряд структурных особенностей не может быть объяснен существующим полем напряжений, так как действительная система трещин, сбросов и горизонтальных стилолитов показывает, что изменения направления действия σ_1 могли быть в интервале от 130° до 30°. Все это подсказывает, что тектоническое строение менялось соответственно нескольким фазам напряжений и эти изменения последовательно накладывались на общий структурный план региона.

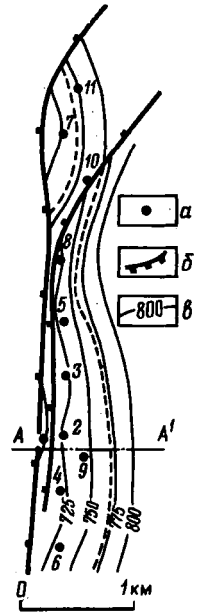


Рис. 2.43. Структурная карта месторождения Айшау [8].

а — скважины разного назначения; *б* — нормальный сброс; *в* — изогипсы, м

2.5.2. Оценка единичных блоков матрицы

Представительная оценка формы и размеров среднего блока матрицы очень важна при учете особенностей движения жидкости в коллекторах трещинного типа. Существует значительное различие в динамике добычи нефти из малых и крупных нефтенасыщенных блоков (см. гл. 9). Из многочисленных методик оценки блоков матрицы для практического применения взяты лишь некоторые [10, 11].

Гез [10] предлагает использовать глубинную информацию для дальнейших статистических расчетов с целью установления закона распределения объемов блоков матрицы.

Трещиноватый пласт-коллектор трактуется как группа блоков матрицы, ограниченных разрывами сплошности (сетью трещин). Чтобы ис-

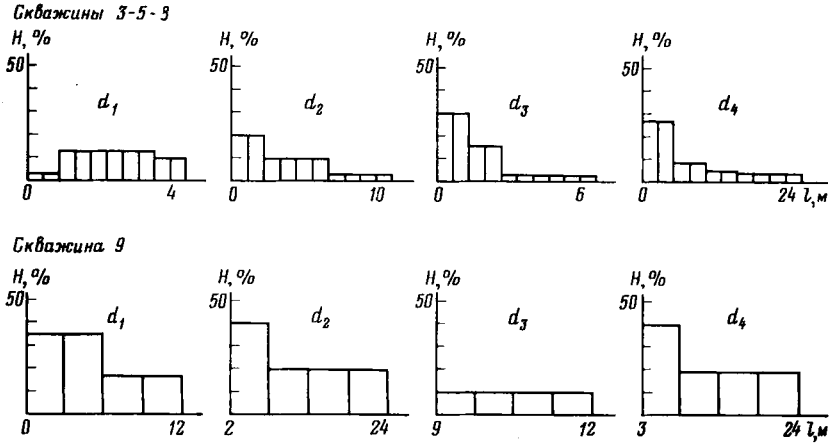


Рис. 2.44. Гистограммы (распределения) интервалов между трещинами l [10]

ключить влияние сложности геометрии блоков, приняты следующие допущения:

1) трещины моделируются в виде объемов, ограниченных непрерывными плоскостями; 2) трещинный коллектор представлен определенным числом систем трещин; 3) расстояние между трещинами в той же самой плоскости (пропластке) определяется законом распределения.

Моделируемые блоки являются результатом пересечения всех плоскостей (пропластков) всеми системами трещин.

Эти положения были использованы Гезом [10] при изучении пласта-коллектора месторождения Айшау, приуроченного к моноклинали, ограниченной с запада двойным нормальным сбросом (рис. 2.43). Были получены данные из скв. 3, 5, 8 (около сброса) и из скв. 9 (далеко от сброса). Используя гистограммы расстояний между трещинами (l) для разных азимутов (d_1—d_4) (рис. 2.44), оказалось возможным рассчитать объемы блоков.

Для p значений объемов V_1, V_2, ..., V_p средняя величина и вариации определяются следующим образом:

$$\overline{V} = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^{p} V_i;$$

$$S^2 = \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^{p} (V_i - \overline{V})^2$$

В скважинах около нарушения (рис. 2.45) 93% всех блоков имеют объемы меньше 0,60 м^3, представляя 58% от объема пласта-коллектора, 7% блоков имеют размеры от 0,60 м^3 до 1,50 м^3, представляя 42% всего объема пласта. Соответственно $\overline{V}=0{,}19$ м^3, $\overline{S}=0{,}29$ м^3.

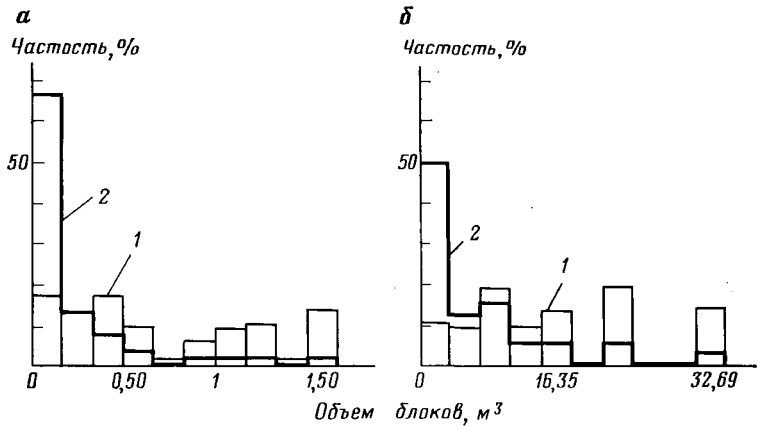


Рис. 2.45. Гистограммы (распределения) объемов блоков матрицы в % от объема пласта (*1*) и от общего объема блоков (*2*) [10].
Скважины: *а* — вблизи нарушения; *б* — удаленные от нарушения

В зоне, удаленной от нарушения (скв. 9), 91% всех блоков имеют объемы менее 16 м³, поэтому $\overline{V}=6{,}7$ м³, $\overline{S}=7{,}4$ м³.

Так на практическом примере показано влияние структурных условий на величину блоков вблизи нарушения и на удалении от него.

Метод Конрада [11] оценки природной сети трещин заключается в создании априори вероятностной модели распределения трещин, в проверке ее адекватности рядом измерений и в оценке параметров, входящих в модель.

Основой метода является теория случайных функций и математической морфологии. Измерения можно проводить экспериментально на текстурном анализаторе. Такая модель первоначально оперирует с произвольными параметрами, позволяя проверить точность рабочего метода при оценке различных параметров. Затем можно произвести расчет геометрических размеров блоков матрицы, образованных трещинами, с оценкой точности расчета.

Система с установленными (рассчитанными) параметрами должна быть смоделирована так, чтобы модель можно было сравнить визуально с реальной системой трещин.

2.5.3. Исследования структур по обнажениям в Иране

Такие огромные зоны надвигов, какие наблюдаются в горах Загрос в Иране (рис. 2.46), представляют собой прекрасное место для комплексного изучения и детальной оценки всех характеристик структур и трещин, типичных для больших складчатых областей. Формация Асмари в юго-западной части Ирана является одним из наиболее показательных примеров существования структур, в обнаже-

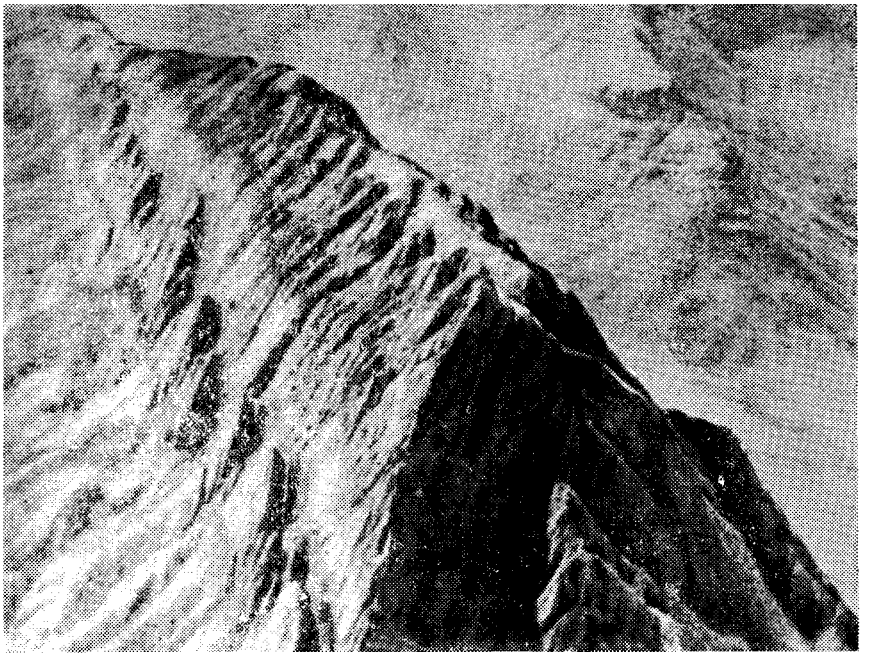


Рис. 2.46. Пример складкообразования в горах Загрос

ниях которых содержатся хорошо выраженные (различные) системы трещин. Обнажения представлены известняками, в которых трещиноватость можно изучать и локально и регионально в пластах различной толщины.

Маккуиллан [12] исследовал три структуры в известняках Асмари (условно названы структурами *1, 2* и *3*). Станции наблюдений размещались в разных направлениях на расстоянии 200—300 м друг от друга. Ориентация и густота трещин были определены одновременно с описанием трещин.

Так как исследования Маккуилона могут быть приняты за образец, то ниже приводятся методология, корреляция и типы диаграмм этих исследований [12].

2.5.3.1. Данные корреляции

Для изучения взаимосвязи между густотой трещин и локальными или региональными характеристиками были выполнены следующие работы:

а) построены структурные профили для установления связи между трещиноватостью и кривизной структуры. Кривизна структуры выражала величину изменения угла падения или азимута простирания;

Таблица 2.8

Распределение пластов по толщинам, м	Результаты измерений* по классам азимутов																		Значения для всех классов азимутов в целом
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
0,2—0,5	85 2 6	200 1 3	75 1 3		45 6 17	26 1 3	34 1 3	120 2 6	69 5 14		59 1 3	75 2 6	34 1 3	60 4 11	74 4 11	88 2 6	75 2 6		70 35
0,5—0,8	24 3 3,5	26 4 4,5	29 3 3,5	52 5 6	23 8 9	48 4 4,5	39 6 7	23 3 3,5	31 7 8	24 3 3,5	28 3 3,5	55 3 3,5	37 5 6	40 6 7	48 10 12	53 4 4,5	37 7 8	60 2 2	38 86
0,8—1,7	25 5 3	22 10 6,4	27 9 6	24 6 4	37 9 6	32 11 7	26 17 11	21 9 6	27 7 4,5	23 7 4,5	27 10 6,4	28 2 1	28 5 3	46 10 6,4	41 17 11	36 10 6,4	28 7 4,5	31 5 3	30 156
1,7—3,7	24 6 6	20 9 9	29 7 7	29 3 3	17 5 5	26 5 5	21 14 14	18 4 4	19 8 8	23 3 3	19 63 60	22 1 1	20 6 6	31 8 8	24 9 9	21 6 6	33 4 4	24 4 4	24 105
3,7—7,6	11 1 4	14 2 8	18 2 8		9 2 8	8 2 8	8 5 20	4 2 8	14 3 12	20 1 4		9 1 4	15 2 8	20 4 16	15 2 8	11 1 4		18 5 20	13 35
7,6		5 1								6 1									5 2

* Верхняя цифра — средняя густота трещин; средняя — число измерений; нижняя — количество измерений в % от их общего числа.

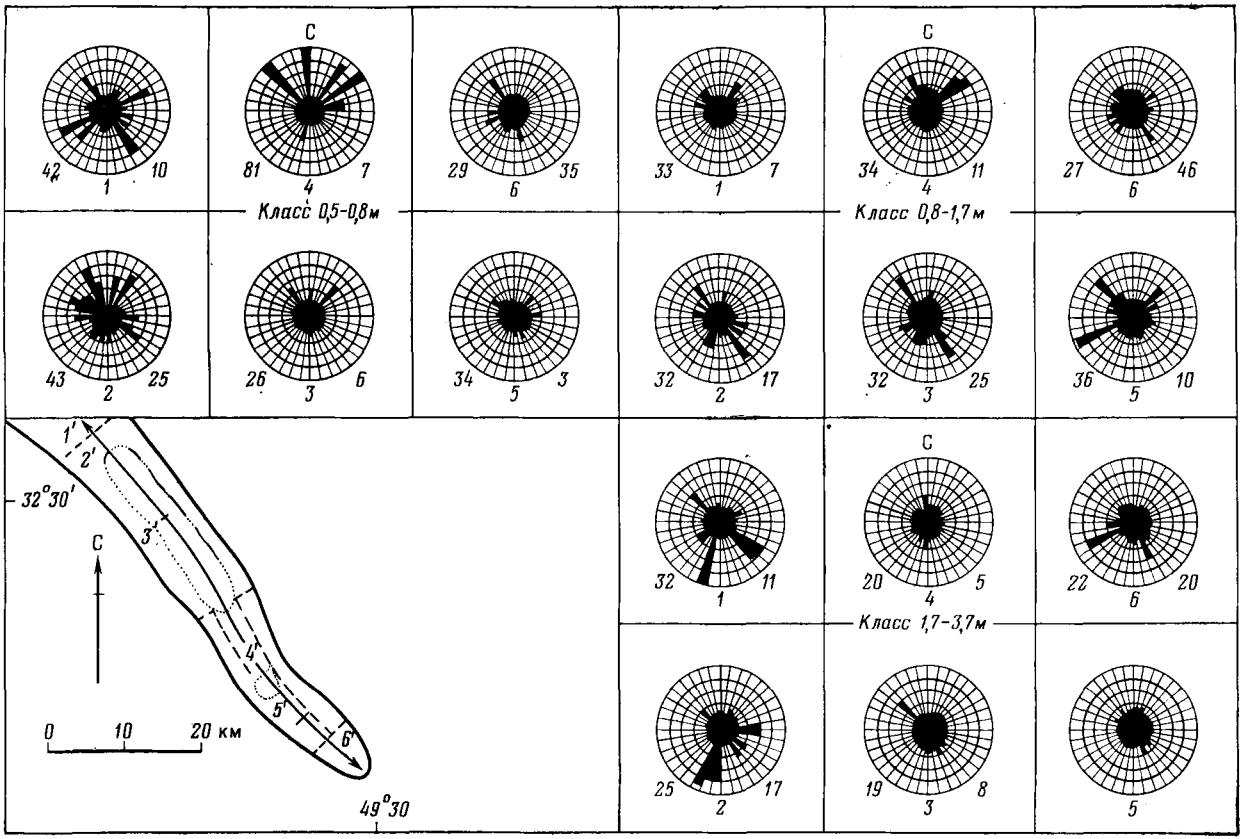


Рис. 2.47. Густота трещин и их распределение на структуре *3* [12].

Структурные участки (области): *1'* — северо-западное резкое погружение; *2'* — Тангре-Каргха; *3'* — юго-западное крыло центральной зоны; *4'* — центр юго-восточной зоны; *5'* — юго-западное крыло юго-восточной зоны; *6'* — юго-восточное резкое погружение

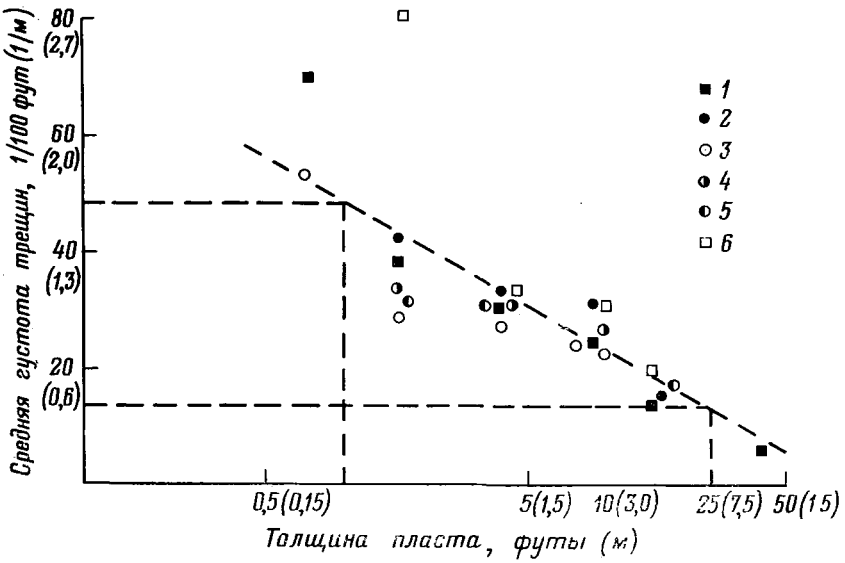


Рис. 2.48. Зависимость густоты трещин от изменения толщины пласта на структуре *3* [12].

1 — вся структура; *2* — северо-западное резкое погружение; *3* — юго-восточное резкое погружение; *4* — юго-западное крыло северо-западной зоны структуры; *5* — юго-западное крыло юго-восточной зоны структуры; *6* — центр

б) установлен характер слоистости (расчлененность), т. е. соотношение между густотой трещин и толщиной пласта, путем использования различных диапазонов изменения толщин пластов;

в) определена область влияния структуры, т. е. соотношение между густотой трещин и обстановкой на границе структуры, например, резким погружением на северо-западе и юго-востоке центральной осевой области и т. д.;

г) построены полярные диаграммы по представленным в табл. 2.8 десятиградусным классам азимута и шести рядами различных диапазонов толщин пластов;

заданными для каждого класса были средняя густота трещин, число наблюдений и их доля в суммарном количестве наблюдений в %;

д) определена густота трещин и проведено картирование — построенные карты представляют собой полярные диаграммы распределения трещин;

е) построены графики и гистограммы, связывающие среднюю густоту трещин по всем классам азимутов и толщину пластов.

Маккуиллан изучал все три упомянутые структуры, но ниже приводится анализ результатов исследования только по структуре *3*. Эта структура представляет собой большую антиклинальную складку с размерами 24×8 км, с небольшими углами падения, за исключением очень крутого северного крыла. Отмечается сложный,

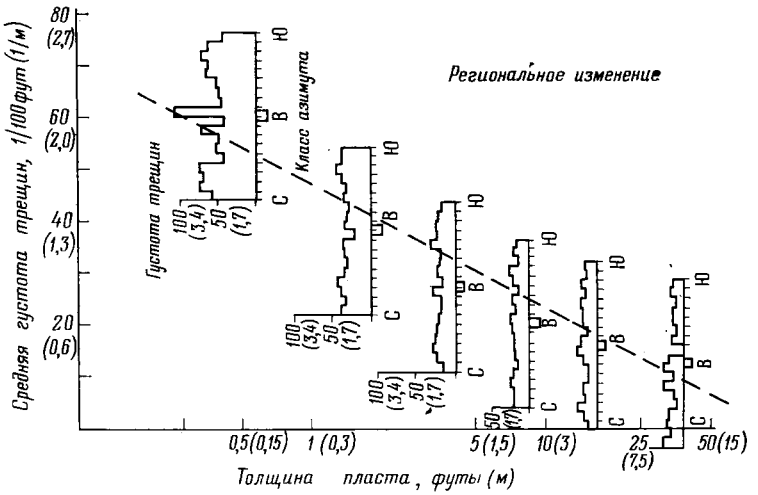


Рис. 2.49. Зависимость региональной густоты трещин от толщины пласта для различных классов азимутов [12]

волнистый характер простирания оси складки в южном направлении, причем известняки Асмари разрушены с обнажением формаций Пабден и Гарпи. При различных корреляциях использованы данные 197 пунктов наблюдений, расположенных по девяти направлениям. Результаты этих исследований показывают, что количество трещин в классах, выделенных по толщинам прослоев, варьирует от 45 до 365. Для каждой из шести выделенных для исследования областей и каждого интервала толщин пластов результаты оформлены в виде стереограмм, приведенных на рис. 2.47. По стереограммам отмечается, что азимут трещин имеет все возможные значения, следовательно, процессом трещинообразования была охвачена вся структура. Однако в классах азимутов 7 и 15 наблюдается преимущественная ориентация.

На рис. 2.48 приведен график, показывающий уменьшение густоты трещин с увеличением толщины пласта. Тенденции к ориентации трещин параллельно региональному простиранию или перпендикулярно к нему, а также связи ее с главной системой нару-

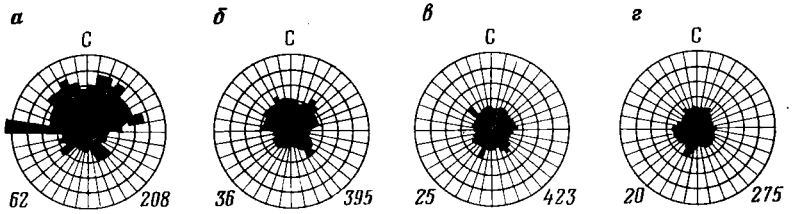


Рис. 2.50. Результаты региональных исследований стереографических диаграмм, показывающие связь густоты трещин и их распределения [13].
Классы пластов по толщине: *а* — 0,2—0,5 м; *б* — 0,5—0,8 м; *в* — 0,8—1,7 м; *г* — 1,7—3,7 м

шения не обнаруживается. Если не считать некоторой закономерности в распределении густоты трещин по классам азимутов и относительно толщины пласта, то густота трещин по структуре оказывается достаточно постоянной. На полярных диаграммах преимущественное распределение трещин наблюдается в классах от 3 до 5 и от 14 до 15, что позволяет предполагать влияние на него более поздней третичной складчатости. Постоянное значение густоты трещин для данной толщины пласта позволяет предполагать также, что размеры блоков матрицы могут быть рассчитаны по упрощенному отношению толщины продуктивного пласта к густоте трещин. Как следует из рис. 2.48, для пластов с толщиной от 0,3 до 7,5 м густота трещин изменяется от 1,6 до 0,53 1/м.

На основании исследований Маккуиллана [12], в которых суммировались данные по всем шести выделенным областям структуры, получены следующие результаты.

1. Установлено, что не все трещины известняков Асмари имеют тектоническую природу.

2. Небольшие размеры блоков и большое число трещин типичны для случая уменьшения толщины, если эти параметры зависят только от положения объекта на структуре.

На рис. 2.49, 2.50 (в сочетании с картой на рис. 2.47) показана региональная закономерность изменения густоты и ориентации трещин и их зависимость от толщины пласта.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

A — область, площадь
a — сторона куба
B — угол
b — раскрытость трещин
l — межтрещинный интервал
F — частость
$\mathcal{J}$ — интенсивность
i — угол
L, l — длина
m — число систем трещин
n — число трещин
S — поверхность
V — объем
x — интервал распределения продольных трещин
y — то же, поперечных трещин
α, δ, ω — углы

ИНДЕКСЫ

г. тр — густота трещин
з — закрытый
о — открытый
общ — общий
толщ — толщина
тр — трещина

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Stearns D. W. and Friedman M.*, 1972. Reservoirs in fractured rock. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Reprint Series No. 21.

2. *Leroy G.*, 1976. Cours de Géologie de Production. Inst. Francais du Petrole. Ref. 24, 429.

3. *Ruhland R.*, 1973. Méthode d'étude de la fracturation naturelle des roches, associé à divers modèles structuraux. Geol. Soc. Bull., 26, 2—3, p. 91—113. Strasbourg.

4. *Ромм Е. С.*, 1966. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М., Недра.

5. *Reiss L. H.*, 1966. Reservoir engineering en milieu fissuré. French Institute of Petroleum.
7. *Waldschmidt W. A., Fitzgerald P. E. and Lunsiorf*, 1956.
8. *Grenier* g., 1975. In-situ stress measurements in southwest Germany. Tectonophysics, Elsevier, Amsterdam.
9. *Grunersen P., Hirlemann G., Janot P., Lillié F.* and *Ruhland M.*, 1973. Fracturation of limestone overlaying the diapiric salt domes of Sao Mamede and Pragosa. Geol. Soc. Bull., p. 187—217.
10. *Ghez P. and Janot P.*, 1974. Statistical calculation of a matrix block volume in a fractured reservoir. Revue of French Institute of Petroleum, Paris, p. 375—387.
11. *Conrad F. and Jaquin C.*, 1973. Representation of a bidimensional fracture network for a probabilistic model to estimate matrix block magnitude. Revue of French Institute of Petroleum, Paris, p. 843—890.
12. *McQuillan H.*, 1973. Small-scale fracture density in Asmari Formation of southwest Iran. Am. Assoc. Petroleum Geologists. v. 57, No. 12, p. 2367—2385.

Глава 3

ТРЕЩИНОВАТЫЕ ПЛАСТЫ-КОЛЛЕКТОРЫ. ПРИМЕРЫ ИЗ МИРОВОЙ ПРАКТИКИ [1]

В этой главе на примере нескольких нефтяных и газовых месторождений, длительное время находящихся в разработке, по которым имеется хорошо документированная история их открытия и ввода в разработку, показана роль естественных трещин в пластах с различным литологическим составом и механизмом аккумулирования нефти. Глава поделена на четыре раздела, в которых рассматриваются трещиноватые карбонатные и песчано-алевритистые породы, трещиноватые сланцеватые глины и сланцы и, наконец, трещиноватые породы фундамента.

В первом разделе главы описаны месторождения Айн-Зала и Киркук в Ираке и Духан в Катаре. Каждое месторождение представляет собой яркий пример неодинакового влияния на процесс добычи нефти разных порово-трещинных систем в породах сходного литофациального типа.

В этом разделе описывается также зона нефтяных месторождений на юго-западе Ирана — один из наиболее крупных нефтедобывающих районов мира. Существование этой зоны обусловлено системами трещин, развитыми в отложениях формации Асмари третичного возраста. И, наконец, рассмотрены залежи нефти в трещиноватых карбонатных породах месторождений Джела и Рагуза на юго-востоке Сицилии.

Во втором, третьем и четвертом разделах главы предпринята попытка показать, насколько широко распространены в мире трещиноватые коллекторы. С этой целью выбрано несколько месторождений, где добыча нефти осуществляется из зон, в которых породы при отсутствии трещиноватости считались бы плотными или расположенными в неблагоприятных структурных условиях.

[1] Главу подготовил Д. Никлин.

3.1. Трещиноватые карбонатные пласты-коллекторы

3.1.1. Общие сведения

В мировой литературе существует много хорошо описанных примеров залежей нефти в трещиноватых карбонатных пластах-коллекторах. Так, Дж. И. Смит [1] сообщает, что добыча нефти из отложений формации Колонголло мелового возраста на месторождениях Мара—Ла-Пас в Венесуэле в 1951 г. достигала 39750 $м^3$/сут, причем пустотность матрицы породы не превышала 3%, а проницаемость равнялась $1{,}02 \cdot 10^{-2}$ $мкм^2$. Добыча нефти на этих месторождениях обусловлена трещинной проницаемостью. Брауншгейн [2], описывая трещиноватый пласт-коллектор в меловой формации Сельма на месторождении Гильбертаун в США (Алабама), указывает, что зона трещинной пустотности служит вторичной ловушкой для нефти, мигрирующей из более древних песчаников Ютау. Однако эта зона вторичной пустотности была обнаружена только вблизи плоскости сброса на опущенной его части. При бурении скважин на большем удалении от сброса встречался только крепкий, нетрещиноватый, абсолютно сухой мел.

Трещиноватость известняка Тамаулипас в Мексике [3, 4] изменяется по площади настолько резко, что скважины, расположенные в 60 м друг от друга, могут иметь совершенно разные дебиты. Сухие скважины оказываются рядом со скважинами, дающими до 4500 $м^3$/сут тяжелой нефти. Как в известняках Тамаулипас, так и в отложениях мелового возраста значительные дебиты отмечались только при наличии в породе трещин и каверн.

На месторождении Бивер-Ривер в Канаде, расположенном на границе Юконы и Британской Колумбии, по данным Давидсона и Сноудона [5], имели место существенные потери запасов газа, частично и из-за высокой проницаемости пород, обусловленной вертикальными трещинами. Считалось, что это месторождение—крупнейшее газовое месторождение Британской Колумбии, промышленные запасы газа оценивались в 300 млрд. $м^3$. Но, несмотря на то, что первоначальная общая добыча газа по шести скважинам составляла 60 млн. $м^3$/сут, быстро растущая обводненность скважин привела через пять лет к уменьшению суточной добычи до 900 тыс. $м^3$ и в 1978 г. к окончательному прекращению эксплуатации месторождения. Такое явление было вызвано отрицательным действием следующих факторов. Во-первых, продуктивные отложения на этом месторождении, представленные чрезвычайно неоднородными и изменчивыми доломитами среднедевонского возраста, характеризуются двумя типами пустотности — матричной и вторичной — трещинно-каверновой, образовавшейся вследствие складкообразовательных процессов различной интенсивности. Пустотность матрицы, обусловленная порами, не превышает 2%, в то время как вторичная пустотность изменяется от 0 до 6% и более, обеспечивая высокую вертикальную и горизонтальную проницаемость. Во-вторых,

процесс извлечения газа сопровождался появлением в продукции скважин воды, что вначале считалось результатом образования водяных конусов. На самом деле быстрый подъем воды был обусловлен крутыми углами падения водоносного пласта с хорошей проницаемостью при небольшой емкости пор матрицы. Быстрое продвижение воды вверх по структуре по трещиноватым системам большой протяженности привело к защемлению пузырьков газа в тупиковых частях трещин и полостях в матрице.

Однако наличие трещиноватости не всегда приводит к таким отрицательным последствиям при разработке месторождений, в чем можно убедиться на приводимых ниже примерах.

3.1.2. Месторождение Айн-Зала (Ирак) [6]

Месторождение обязано своим существованием сложной системе трещин, обусловливающих пустотность и проницаемость, достаточные для добычи нефти. При отсутствии трещиноватости эти породы характеризуются низкой пустотностью (пористостью) и практически непроницаемы.

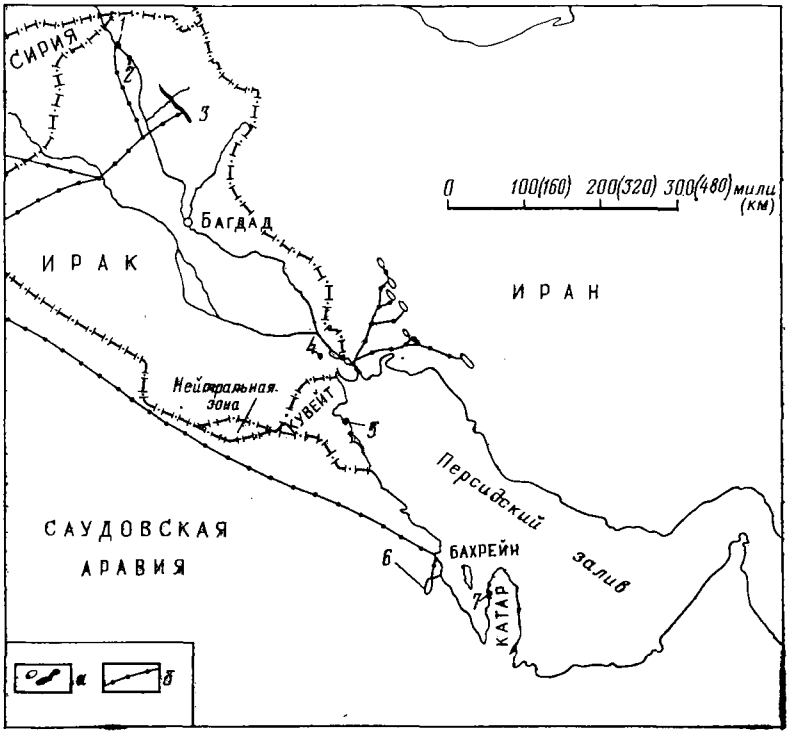


Рис. 3.1. Схема расположения месторождений Среднего Востока (Даниэль, 1954). *а* — месторождения; *б* — нефтепроводы. Месторождения: *1* — Айн-Зала; *2* — Мосул; *3* — Киркук; *4* — Зубейр; *5* — Кувейт; *6* — Арамко; *7* — Духан

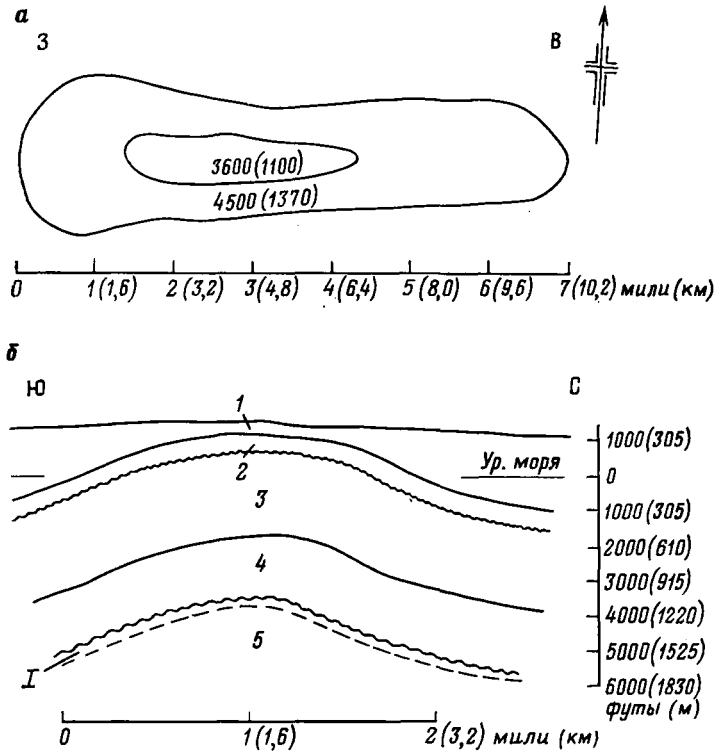


Рис. 3.2. Структурная карта (*а*) и разрез (*б*) месторождения Айн-Зала [6].
1 — миоцен; *2* — олигоцен; *3* — средний и верхний эоцен; *4* — палеоцен и нижний эоцен; *5* — верхний мел; *I* — первый продуктивный интервал; изогипсы по кровле первого продуктивного интервала, футы (м)

Месторождение расположено в 200 км к северо-западу от Мосула на севере Ирака (рис. 3.1) и приурочено к антиклинали с размерами на поверхности 19,2×4,8 км^2 (рис. 3.2).

Хотя месторождение было открыто в 1939 г., его разработка не начиналась до 1947 г., а наивысший уровень добычи — 4100 м^3/сут был достигнут в 1952 г.

До 1951 г. добыча нефти велась из 13 скважин, вскрывших залежь в трещиноватых мергелистых известняках верхнемелового возраста, названную «первый продуктивный интервал». Вскрытие более глубокого разреза в 1949—1950 гг. показало, что ниже в пористых и трещиноватых известняках нижне- и среднемелового возраста существует вторая залежь нефти, отделенная от первой 600-метровой толщей, которая считалась непроницаемой. Эта залежь получила название «второй продуктивный интервал». Однако детальное исследование сразу же показало, что между этими двумя залежами, которые вначале считались изолированными друг от друга, существует гидродинамическая связь. Наличие этой связи объясняется существованием редких, тонких, питающих трещин.

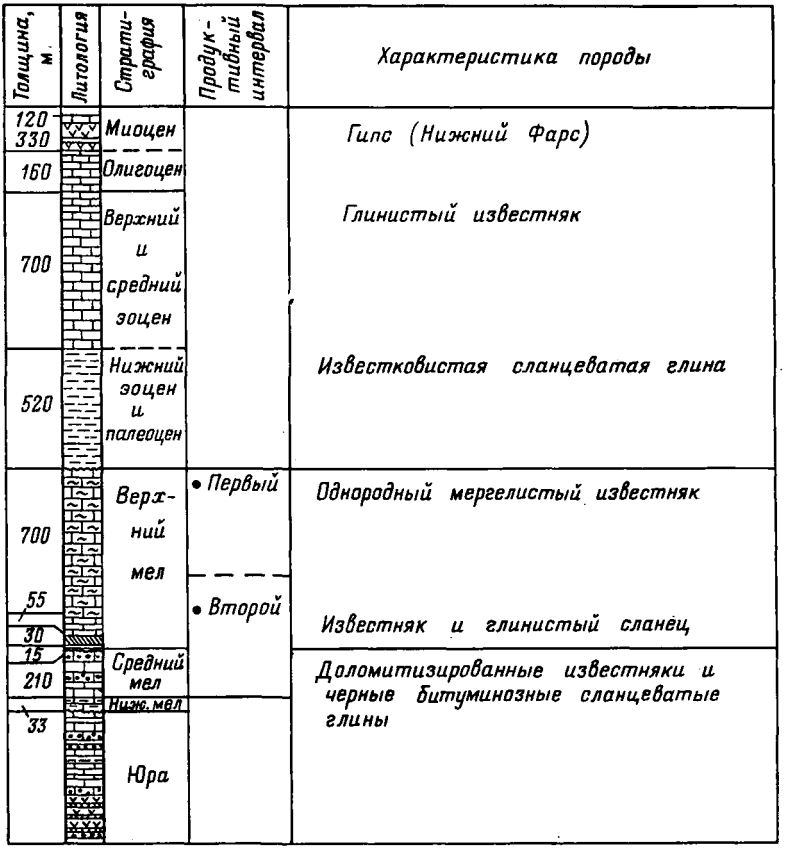


Рис. 3.3. Типичный разрез отложений на месторождении Айн-Зала

На типичном разрезе пород, построенном по данным пробуренных скважин (рис. 3.3), показаны литология и стратиграфия этих двух продуктивных зон и их соотношение с перекрывающими и подстилающими толщами. С уверенностью можно сказать, что нефть на месторождении Айн-Зала образовалась в среднемеловых и/или юрских горизонтах, причем она не мигрировала в верхние горизонты до тех пор, пока породы не стали трещиноватыми.

Оба продуктивных интервала по существу представлены трещинными коллекторами, но второй продуктивный интервал имеет значительно бóльшую толщину, чем первый, характеризующийся более неоднородным литологическим составом и большим разнообразием трещин. Несмотря на сложный характер сети трещин, были выделены три основных типа трещин. Ниже приводится описание этих типов в порядке, определяемом степенью их влияния на добычу нефти.

1. Трещины, заполненные или частично заполненные кальцитом (найдены только ниже палеоценового несогласия).

Хотя эти трещины имеют различную ориентировку, среди них можно выделить три класса:

а) с углом наклона 30—35° к длинной оси керна;

б) вертикальные и субвертикальные;

в) с углом наклона 65—70° к длинной оси керна.

Плотность этих трещин изменяется в пределах 18—36 1/м, а раскрытость колеблется в пределах 0,1—1,8 мм.

2. Трещины, заполненные или частично заполненные кальцитом и кремнием (найдены главным образом во втором продуктивном интервале), служащие примером многофазной минерализации.

3. Открытые макротрещины (найдены в обеих зонах), группы которых характеризуются различными углами падения и простирания. Раскрытость этих трещин варьирует в пределах 0,1—0,2.

В дальнейшем было установлено, что общее количество трещин 1-го и 2-го типов, а также число фаз образования трещиноватости увеличиваются с возрастом отложений, в то время как трещины 3-го типа более менее равномерно распределены по разрезу.

Происхождение этих трещин объясняется двумя фазами структурной деформации, под действием которой выборочно разрушались наиболее хрупкие разности. Ранняя фаза структурообразования относится к позднему мелу — раннему палеоцену, когда первый продуктивный интервал, плавно приподнятый, подвергся субаэральной эрозии. Наибольшая частота залеченных трещин (типы 1 и 2) приурочена к областям максимального мело-палеоценового поднятия. Поздняя фаза воздымания произошла в позднем эоцене — нижнем миоцене, но это поднятие было незначительным и породы практически не подверглись растрескиванию. Наиболее поздние и наиболее значительные подвижки, которые привели к образованию существующей антиклинали, произошли в миоцене — плиоцене и, как считается, привели к образованию открытых трещин 3-го типа.

На месторождении Айн-Зала пористость нетрещиноватой матрицы изменяется от 0 до 11%, а проницаемость настолько мала, что практически не может быть измерена. Таким образом, добыча нефти целиком зависит от сети трещин, что подтверждается опытом буровых работ. Экспериментальные данные показывают, что в тех местах, где встречены нетрещиноватые породы, единичная трещина с раскрытостью 1 мм может обеспечить дебит нефти в 1113—1590 м^3/сут [2].

3.1.3. Месторождение Киркук (Ирак)

Это месторождение находится в стратиграфически сложной области, где развиты многочисленные фации со сложной историей диагенеза. Породы вследствие литологической неоднородности характеризуются изменчивостью пустотности и проницаемости, значения которых в общем существенно увеличены в результате разви-

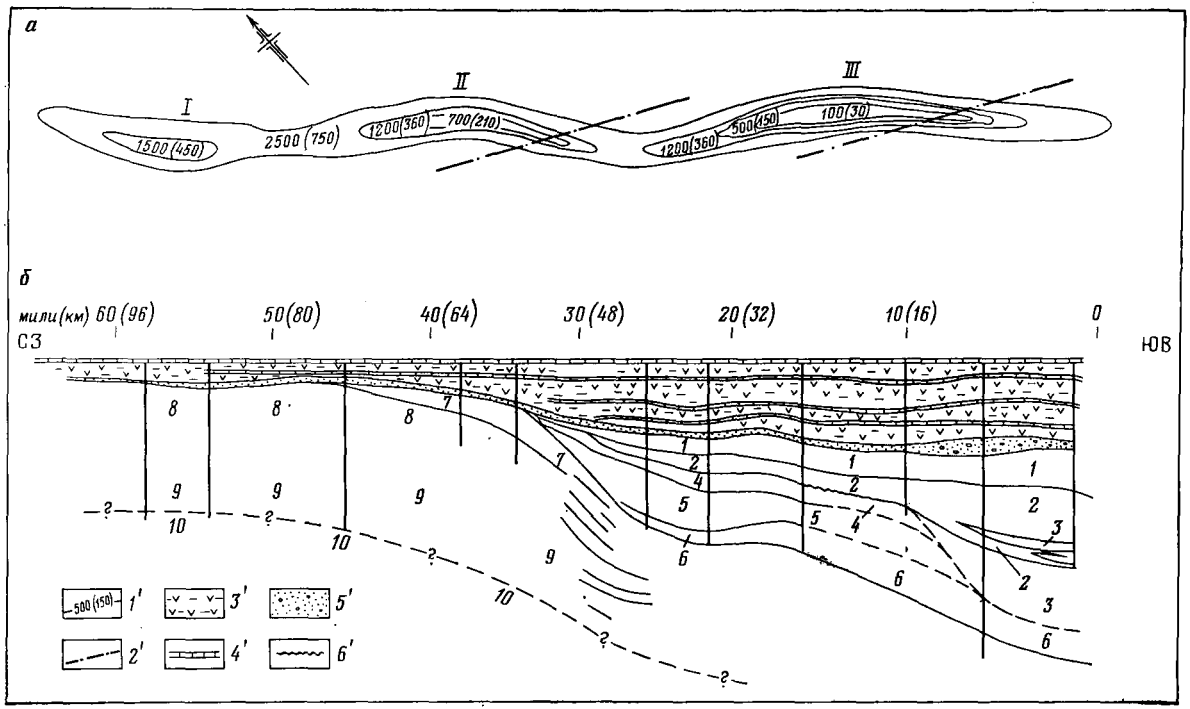


Рис. 3.4. Структурная карта (*а*) и разрез (*б*) месторождения Киркук (Даниэль, 1954).

1' — изогипсы по кровле известняков Фарс, футы (м); *2'* — разрывные нарушения; отложения переходной зоны: *3'* — ангидриты и сланцеватые глины, *4'* — известняки, *5'* — базальные конгломераты Фарс; *6'* — несогласное залегание отложений.

Известняки 2-го олигоценового цикла: *1* — MR2 — милиоловые (лагунные) и рифовые, *2*—FO2 — предрифовые (нуммулитовые и лепидоциклиновые); *3* — GO2 — глобигериновые (бассейновые); известняки 1-го олигоценового цикла: *4* — MR1 — милиоловые (лагунные) и рифовые; *5* — FO1 — предрифовые (нуммулитовые), *6* — GO1 — глобигериновые (бассейновые); известняки верхнеэоценового возраста: *7* — FF — мелководные (нуммулитовые); известняки среднеэоценового возраста: *8* — FEM — мелководные (нуммулитовые), *9* — F—GEM — глобигериновые с варьирующим количеством крупных обломков фауны; *10* — EL — тонкослоистые известняки и сланцеватые глины нижнеэоценового возраста (?). Купола: *I* — Хурмала; *II* — Авана; *III* — Баба

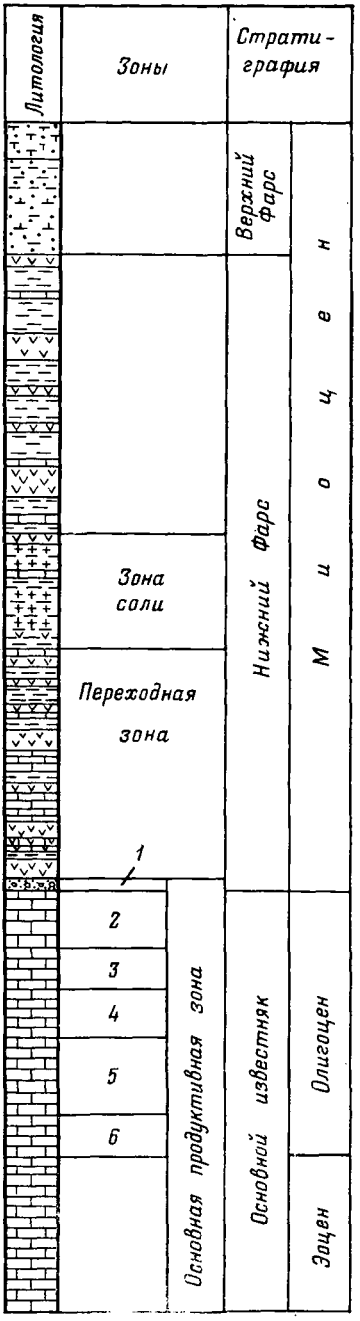


Рис. 3.5. Типичный разрез отложений на месторождении Киркук (Даниэль, 1954).

1 — конгломераты; *2* — зарифовые известняки и риф 2-го цикла; *3* — предрифовые известняки 2-го цикла; *4* — зарифовые известняки и риф 1-го цикла; *5* — предрифовые известняки 1-го цикла; *6* — глобигериновые известняки 1-го цикла

тия интенсивной дизъюнктивной тектоники — разломов, разрывов и трещин, представляющих собой плоскости нарушения сплошности материала. Эта комбинация необычно высокой пустотности и проницаемости обеспечивает исключительно высокие дебиты и значительную продолжительность разработки при устойчивых дебитах.

Месторождение расположено в 195 км к северу от Багдада (см. рис. 3.1) и приурочено к большой вытянутой, зигзагообразной антиклинальной структуре шириной 3,2—4,8 км и длиной 100 км. На рис. 3.4 приведены структурная карта и стратиграфический разрез через три купола, которые образуют эту структуру, — Хурмала, Аванах и Баба.

Скважина-первооткрывательница была пробурена в 1927 г., а к 1939 г. 54 скважины оконтурили месторождение. К 1954 г. было пробурено 111 скважин, из них 48, в которых продуктивные интервалы изолированы, были заброшены, а из 46 добывалась нефть. 17 скважин были наблюдательными, в их числе 2 скважины, попавшие в газовые зоны, и 15— в водонасыщенную часть.

На рис. 3.5 показан типичный разрез пород в скважине. Максимальная толщина пласта-коллектора обычно принимается равной 300 м. В разрезе выделяются шесть основных фациальных типов пород:

1) известняки переходной зоны; эти породы обычно маломощны и изменчивы, в состав залежи они не входят, хотя имеют с ней связь по трещинам;

2) конгломераты Нижнего Фарса непроницаемы и не обладают пористостью, хотя при наличии трещиноватости из них получают притоки;

3) породы зарифовых и рифовых известняковых фаций характеризуются большим количеством сцементированных органических остатков; голубые глины Нижнего Фарса заполняют все трещины и полости в верхних частях слоев, полностью закупоривают все пустоты; при рекристаллизации появляется незначительная матричная пористость, но добыча нефти из этих пород возможна только на участках, где породы рассечены трещинами, проникающими в более насыщенные отложения;

4) породы предрифовых и мелководных фаций являются лучшими коллекторами, причем большие объемы пород не подверглись изменениям и характеризуются высокой пористостью и нефтенасыщенностью; там, где произошла частичная рекристаллизация, пустотность изменяется от кавернозной до межгранулярной, а величина проницаемости колеблется в большом диапазоне;

5) глобигериновые известняки (тонкослоистые фации бассейна) обладают значительно меньшей пустотностью; хорошие притоки из них отмечаются только вдоль открытых близко расположенных плоскостей напластования;

6) глобигериновые известняки с крупными ископаемыми остатками часто могут быть насыщены тяжелой нефтью вследствие селективной рекристаллизации и/или присутствия предрифового делювия.

Большая часть запасов нефти на месторождении Киркук содержится в пустотах структурного характера. Неструктурная пустотность, или макрополости, включающие тектонические трещины, пустоты или каверны и макротрещины, заключают незначительную часть запасов нефти. Однако проницаемость пород и притоки нефти обусловлены наличием именно этих каналов, что было установлено еще в начале разведки месторождения по большим потерям бурового раствора, низкому проценту выноса керна (менее 30%), а также фиксированием в процессе промысловых испытаний очень свободной гидродинамической связи всех частей резервуара. Относительно мало, однако, известно о происхождении и истории развития этих макрополостей. Классификация неструктурных пустот выделяет пять следующих типов:

а) трещины истинных разломов, которые выделяются по зеркалам скольжения и зонам брекчий, а также по выпадению участков разреза в скважинах; обычно разломы характеризуются более молодым возрастом, чем переходная зона, и амплитудой до 20 м; очень мало известно об их истинном простирании и углах падения;

б) трещины, появившиеся в результате деформаций растяжения, приуроченные к верхним частям «Основного известняка» вдоль зоны перегиба между крутыми крыльями структуры и ее относительно плоской сводовой частью; считается, что эти трещины более молодого возраста, чем переходная зона;

в) вертикальные каверны, типичные для пород зарифовых фаций; образовались в результате карстовой эрозии в Нижнем Фарсе; в настоящее время заполнены глиной, но, возможно, служили путями проникновения метеорных вод вниз в подстилающие предрифовые фации;

г) горизонтальные каверны, обнаруженные главным образом в предрифовых фациях;

д) трещины нарушения сплошности материала — наиболее мелкие, но и наиболее обильные, имеющие самое важное значение из трещин всех типов; средняя частота этих трещин для каждого пропластка пласта-коллектора приведена в табл. 3.1; на плоских сво-

Таблица 3.1

Пачка	Интервал пересечения трещин стволом скважины, м		
	Скв. К-30	Скв. К-19	Среднее
MR-2	3,38	1,58	2,44
FO-2	1,52	2,04	1,73
MR-1	1,04	—	—
FO-1	0,98	1,40	1,22
GO-1 и эоцен	—	Крутые углы — 0,92 Малые углы — 0,46 Всего 0,35	

довых частях структур встречаются в основном трещины с большими углами падения, более крутопадающие пласты на крыльях структур имеют трещины потери сплошности материала с более плоскими углами; средняя раскрытость трещин приблизительно 0,1—0,2 мм, они могут прослеживаться в керне на расстоянии более 1 м; вид (характер) стенок трещин зависит от типа породы, но в общем в более твердых, фарфоровидных и тонкозернистых породах поверхность стенок трещин наиболее гладкая; системы этих трещин могут быть более интенсивными, особенно в глобигериновых фациях при соответствующих углах наклона пластов; продуктивность скважин в таких пластах зависит целиком от размера блоков матрицы (обычно $7{,}62 \times 3{,}81 \times 1{,}27$ см);

е) стилолиты обычно редко встречаются и не имеют большого значения.

Все эти макропустоты-полости могут иметь различное происхождение, но считается, что разломы и трещины потери сплошности, имеющие наибольшее значение для добычи нефти, образовались в результате воздымания существовавшей структуры в конце миоцена. До этого воздымания скопления нефти уже существовали, но находились они главным образом в стратиграфических ловушках со значительно худшей проницаемостью пород. Хотя эти ловушки были заполнены нефтью, мигрирующей из синклинали на юго-

запад, но, вероятно, происходила значительная утечка ее вследствие соответствующих палеогеографических условий и отсутствия эффективного экрана. Во время процесса быстрого складко- и разломообразования происходила новая фаза миграции нефти во вновь сформированную антиклиналь. Более того, новая нефть, мигрирующая по глубоким разломам, смешивалась со старой нефтью, образуя конвекционные течения, которые изменяли гидростатические градиенты и уничтожали следы предыдущего расслоения флюидов.

В настоящее время суточная добыча нефти на месторождении Киркук в среднем может достигать 5000 м^3 на скважину при дифференциальном давлении всего $(21 \div 28) \cdot 10^{-3}$ МПа. При этом гидродинамическая связь всех частей резервуара на месторождении настолько свободная, что на большей части площади месторождения при изменении отбора сразу же регистрируются изменения давления.

3.1.4. Месторождение Духан (Катар) [6]

На месторождении Духан трещиноватость играет значительно меньшую роль, чем на рассмотренных выше двух месторождениях. Здесь известняки, образующие пласт-коллектор, характеризуются достаточно высокими средними значениями пустотности (в том числе пористости) и проницаемости. Отдельные трещины влияют

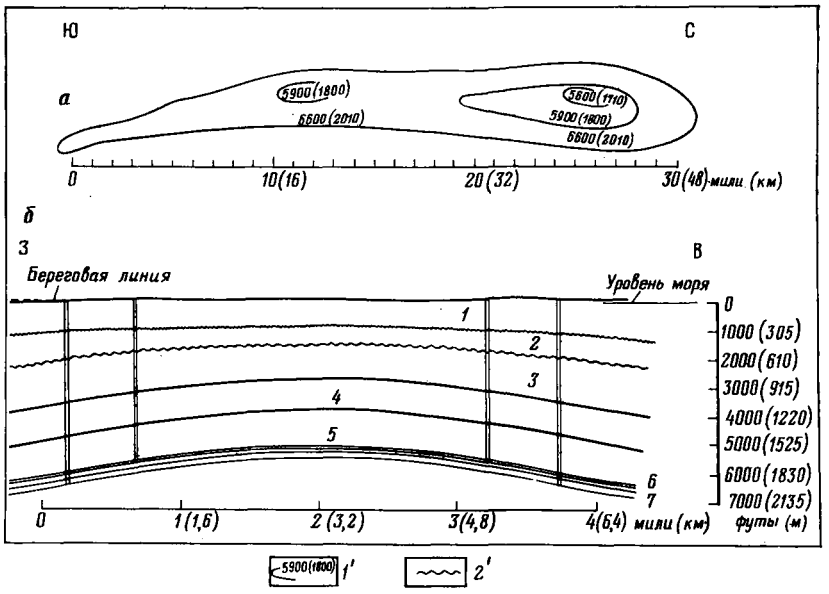


Рис. 3.6. Структурная карта (*а*) и разрез (*б*) месторождения Духан (Даниэль, 1954).

1 — средний и нижний эоцен и палеоцен; мел: *2* — верхний, *3* — средний, *4* — нижний; *5* — верхняя юра; *6* — известняк № 3; *7* — известняк № 4. *1'* — изогипсы по кровле известняка № 4, футы (м); *2'* — несогласное залегание

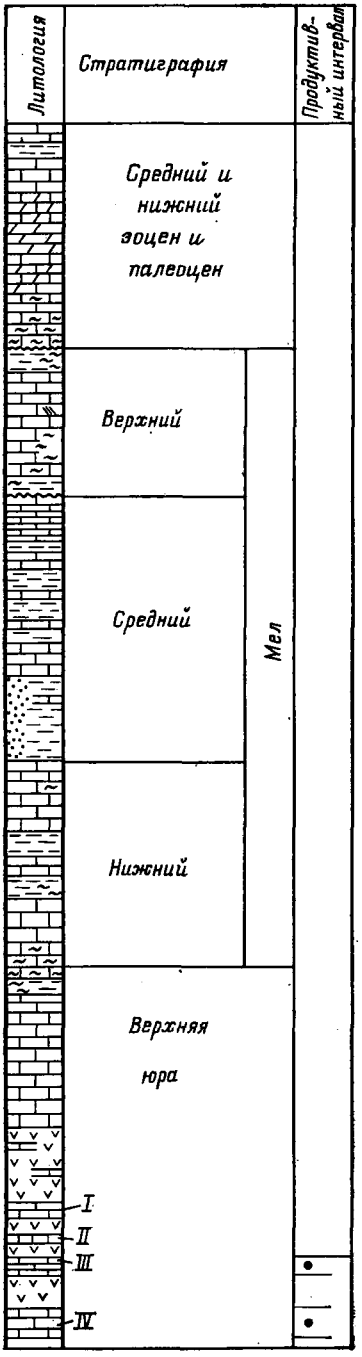


Рис. 3.7. Типичный разрез отложений на месторождении Духан (Даниэль, 1954).
Известняки: *I* — № 1; *II* — № 2; *III* — № 3 (мощность 25 м); *IV* — № 4 (мощность 50 м)

только в небольшой степени на вертикальное дренирование и почти не оказывают действия на латеральное движение флюида.

Месторождение приурочено к малоамплитудной симметричной антиклинали с размерами 49,6×4,8 км (рис. 3.6) и расположено в западной части п-ова Катар. Хотя углы падения крыльев структуры малы и равны только 10°, похоже, что структура росла медленно, начиная с юры, а миграция нефти и ее аккумуляция в ловушке происходили в конце мелового периода.

Месторождение было открыто первой же скважиной, пробуренной на структуре в 1938—1939 гг. После этого буровые работы были прекращены на время войны. В период 1947—1953 гг. было пробурено 27 скважин, включая 3 наблюдательные в водяной зоне и 1 газовую. На рис. 3.7 показан типичный разрез отложений, вскрытых скважинами, с выделением интервалов, приуроченных к верхнеюрским известнякам № 3 и 4. Эти интервалы хорошо изолированы друг от друга непроницаемыми нетрещиноватыми аргиллитами толщиной около 20 м. Породы их различаются по свойствам. Вынос керна в каждом интервале превышал 95%, поэтому оба интервала довольно хорошо изучены.

Продуктивный интервал, представленный известняками № 3, подстилается и перекрывается ангидритами. Этот интервал весьма выдержан — имеет толщину 25,5 м на значительной площади, и подразделяется на три части, образованные известняками и/или доломитами в различных вариантах. Пустотность

отложений в среднем 16%, проницаемость в направлении, параллельном напластованию, достигает 0,030 мкм², перпендикулярном к нему — 0,015 мкм². В пластах с тонкой текстурой хорошо прослеживается система трещин потери сплошности материала, разрезающая породу под прямым углом к напластованию и параллельно простиранию. Одна такая трещина в среднем встречается в интервале отбора керна от 0,3 до 2,7 м. Раскрытость трещин оценивается примерно в 0,1 мм.

Продуктивный интервал, представленный известняками № 4, имеет толщину 56,4 м, подразделяется на семь частей и подстилается тонкозернистыми плотными светло-серыми известняками. Средняя пустотность пород интервала 21%, проницаемость 0,075 мкм² в направлении, параллельном напластованию, и 0,04 мкм² в направлении, перпендикулярном к нему. В этом интервале, как и в вышележащем, наблюдается сеть трещин, представляющих собой нарушения сплошности, но частота трещин здесь выше — 1 трещина на 1,3 м интервала отбора керна. Считается, что трещины образовались на ранней стадии тектонической активности, в течение которой начала формироваться антиклиналь (возможно до начала аккумуляции нефти). Однако плавный подъем обусловил малую раскрытость трещин, а в менее хрупких породах, таких, как ангидритовые экраны,— даже изгиб слоев без образования разрывов. Значение разрывов в этих двух продуктивных интервалах понято еще не полностью, и эффект от них в каждом интервале может быть различным.

В интервале известняков № 3 70—80% добычи нефти обеспечивает самая нижняя 6-метровая пачка, поэтому вначале возникало сомнение в возможности дренирования верхней части интервала мощностью 19,8 м. Однако испытаниями было доказано, что давление изменяется одинаково по всему интервалу, и, следовательно, можно ожидать, что в результате вертикальных перетоков по трещинам будет дренироваться весь интервал. Горизонтальное течение значительно меньше зависит от трещиноватости.

О роли трещин в известняке № 4 известно меньше. То, что они способствуют притоку,— это, очевидно, но в тех местах, где раскрытость трещин не больше, чем размеры межзерновых каналов, обусловливающих пористость матрицы, а также проницаемость, их влияние может быть незначительным. Предполагается даже вредный эффект от наличия вертикальных трещин, поскольку они протягиваются далеко вниз в подстилающие пласты, создавая пути для образования конусов обводнения.

Таким образом, Духан служит примером месторождений, в которых трещины в продуктивных отложениях играют только вспомогательную роль.

Для эффективного дренирования на этом месторождении требуется весьма плотная сетка эксплуатационных скважин в отличие от месторождений Киркук и Айн-Зала.

На месторождении Айн-Зала пласт-коллектор характеризуется чрезвычайно низкими значениями пористости и проницаемости мат-

рицы, а большие дебиты нефти обусловлены исключительно плотной и протяженной системой вертикальных трещин, по которым нефть мигрирует из более глубоких горизонтов. Трещиноватость развита настолько, что даже предполагается возможность эффективного дренирования всей залежи, приуроченной к структуре, двумя-тремя правильно расположенными скважинами.

На месторождении Киркук разрез характеризуется наличием интервалов с чрезвычайно высокими значениями пористости и проницаемости матрицы, а также пустотности и проницаемости, обусловленной развитой системой трещин. Поэтому огромная добыча на месторождении осуществляется из скважин, расположенных на расстоянии 3,2 км друг от друга. Здесь также предполагается возможность дренирования всей залежи относительно небольшим числом скважин, благодаря свободной связи между продуктивными интервалами.

3.1.5. Формация Асмари (Иран) [7, 8]

Основные запасы нефти Ирана приурочены к месторождениям, расположенным вдоль юго-западного края горной цепи Загрос на поясе некрутых антиклиналей (рис. 3.8 и 3.9), параллельных горному хребту. С раннего палеозоя до позднего миоцена этот район являлся областью стабильного шельфа с более или менее непрерывным отложением осадков. Следовательно, была накоплена большая масса осадков, состоящих главным образом из известняков, сланцеватых глин и мергелей. В триасовом периоде этап тектонической деятельности разделил территорию Ирана по линии, вдоль которой позднее образовалась надвиговая зона Загрос. К юго-западу от этой зоны протягивался морской трог, а северо-восточнее подъем территории и образование крупных складок привело к нескольким длительным периодам субаэральной эрозии и значительным несогласиям в разрезе третичных и мезозойских пород.

В то же время на юго-западном троге продолжалось непрерывное отложение осадков в морских условиях до тех пор, пока не произошел резкий подъем гор Загрос в позднетретичное время. Тектоническая активность привела к изменению условий отложения осадков, о чем свидетельствует накопление в миоцене — плиоцене переслаивающихся эвапоритов, песчаников, аргиллитов и мергелей. Вскоре после этого интенсивность складкообразования возросла, этот юго-западный бассейн был приподнят, и в его пределах образовались синклинали и антиклинали. Такое сочетание условий привело к формированию мощных пластов-коллекторов, многочисленных нефтематеринских слоев, хороших покрышек, крупных антиклиналей и, как следствие, к формированию одной из самых крупных нефтедобывающих провинций мира.

Основные запасы нефти на юго-западе Ирана приурочены к трещиноватым карбонатным породам третичной формации Асмари. Залежи нефти встречаются также в более древних породах мелового возраста (серия Бангестан). Формация Асмари олигоцен-миоце-

Рис. 3.8. Нефтяные месторождения юго-западного складчатого пояса горной цепи Загрос (Маккуиллан, 1973).

а — линия регионального профиля; *б* — месторождения: *1* — Пабдех-Гурпи, *2* — Асмари, *3* — Пахи, *4* — Дашлак, *5* — Лали, *6* — Мис, *7* — Гечсаран

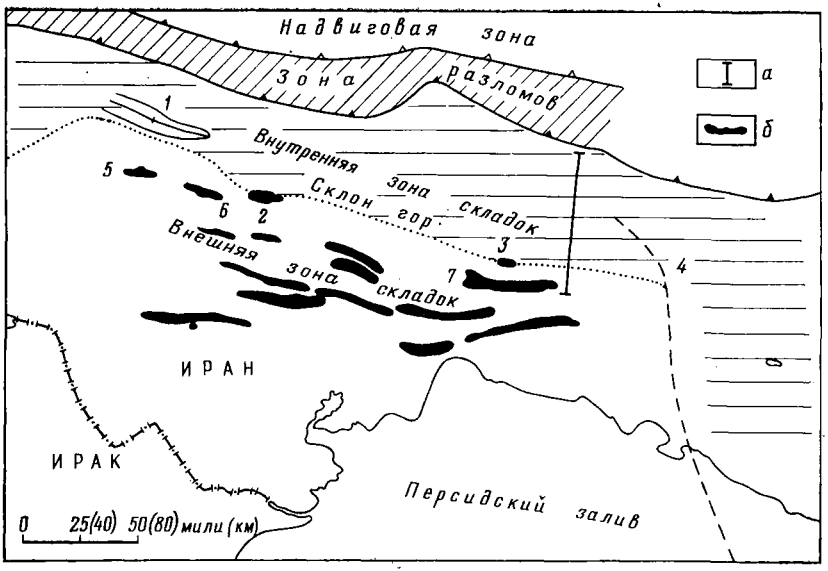
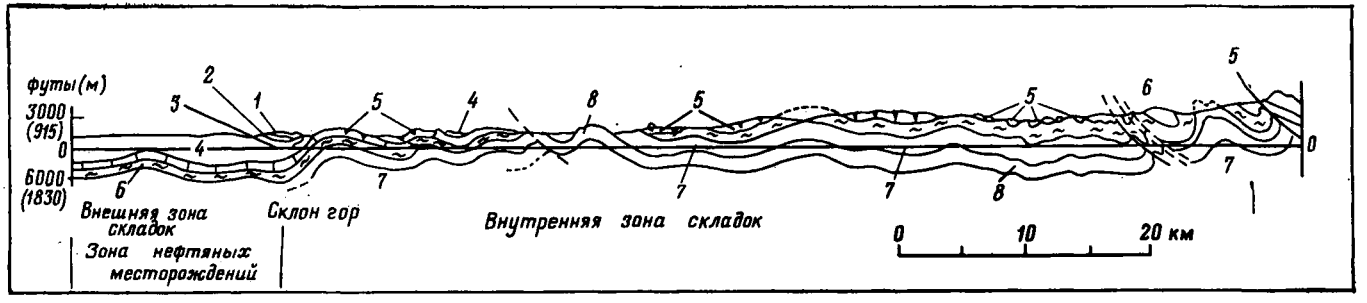


Рис. 3.9. Геологический профиль через юго-запад горной цепи Загрос (Маккуиллан, 1973)

Отложения: *1* — Бахтиари; *2* — Агаджари; *3* — Мишан; *4* — Гечсаран; *5* — Асмари; *6* — Пабдех и Гурпи; *7* — Банжестан; *8* — Хами



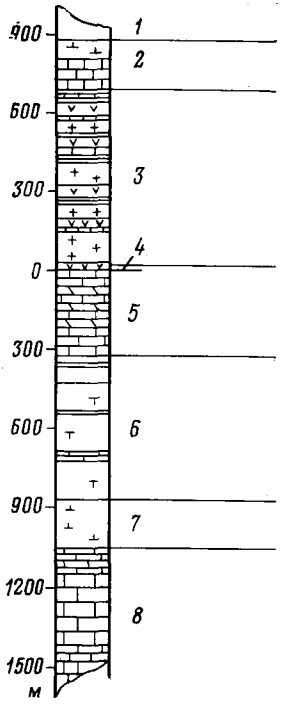


Рис. 3.10. Схематизированная литологическая колонка пород, залегающих выше и ниже отложений формации Асмари к юго-западу от горной цепи Загрос («Шлюмберже»).

Третичные отложения: *1* — Агаджари, *2* — Мишан, *3* — Гечсаран, *4* — породы покрышки, *5* — Асмари, *6* — Пабдех; меловые отложения: *7* — Гурпи, *8* — Банжестан

нового возраста представлена 300÷370-метровой толщей местами доломитизированных мелководных неритовых известняков, развитых на юго-западе бассейна и характеризующихся однородным литологическим строением на большой площади (рис. 3.10). Эти отложения с несогласием залегают на мергелях и мергелистых известняках формации Пабдех и перекрываются согласно залегающими ангидритами и известняками формации Гечсаран. Первичная пористость отложений Асмари изменяется в пределах 5—25%, причем проницаемость матрицы очень низкая и редко превышает 0,002 мкм^2. На первый взгляд такая низкая проницаемость, казалось бы, ограничивает потенциал отложений Асмари как коллектора, однако трещиноватость пород настолько значительна, что их проницаемость обычно превышает 5 мкм^2.

Маккуиллан [8] детально изучал эти трещины на нескольких хорошо открытых обнажениях в пределах складчатого пояса предгорий Загрос. Он выделил две основные и две подчиненные системы трещиноватости, которые характеризуются более или менее постоянной густотой трещин в тех случаях, если пласты имеют сходную мощность и литологию вне зависимости от их структурного положения. Более того, он обнаружил, что пустота трещин является обратной логарифмической функцией мощности пластов. Ориентация трещин, как правило, самая различная, лишь с очень незначительным преобладанием регионального направления, что связано с позднетретичной складчатостью и подъемом гор Загрос. Он пришел к выводу, что от общепринятой теории тектонического происхождения трещин следует отказаться. Он предполагает, что трещиноватость образовалась вскоре после отложения осадков, вероятно, вследствие действия ударных волн [4]. Тогда ориентация трещин объясняется морфологией поверхности, на которую откладывались осадки, и физическими свойствами пластов. Более поздняя третичная складчатость обусловила лишь соответствующим образом ориентированные системы трещин.

Наличие трещин независимо от их происхождения может объяснить необычайно высокую продуктивность пластов — коллекторов Асмари, причем частота и размеры трещин целиком определя-

ют продуктивность зон. Сети трещин разделяют известняк на блоки различных размеров. Из пор этих блоков углеводороды легко переходят в свободно текущие в трещинах потоки, посредством которых осуществляется дальняя связь как по глубине, так и в латеральном направлении. Первичная миграция нефти, образования ее скоплений и, наконец, ее извлечение обусловлены трещиноватостью известняков Асмари.

3.1.6. Месторождения Джела и Рагуза (Сицилия) [9, 10]

Если крупные залежи на Среднем Востоке были открыты довольно легко и быстро, то потребовалось почти столетие бесплодной разведки, прежде чем были открыты месторождения Джела и Рагуза. Оба месторождения расположены в юго-восточной части Сицилии (рис. 3.11): первое на опущенной западной части Иблейского плато, второе недалеко от г. Рагуза.

Месторождение Джела приурочено к мезозойской антиклинали, на которой вырисовывается несколько куполов, вероятно, обусловленных рифами. Первая скважина на этой структуре была пробурена в 1955 г. Первичным объектом разведки служили триасовые доломиты, расположенные на глубине около 3000 м. Существование основной залежи в 160-метровой толще брекчированных и трещино-

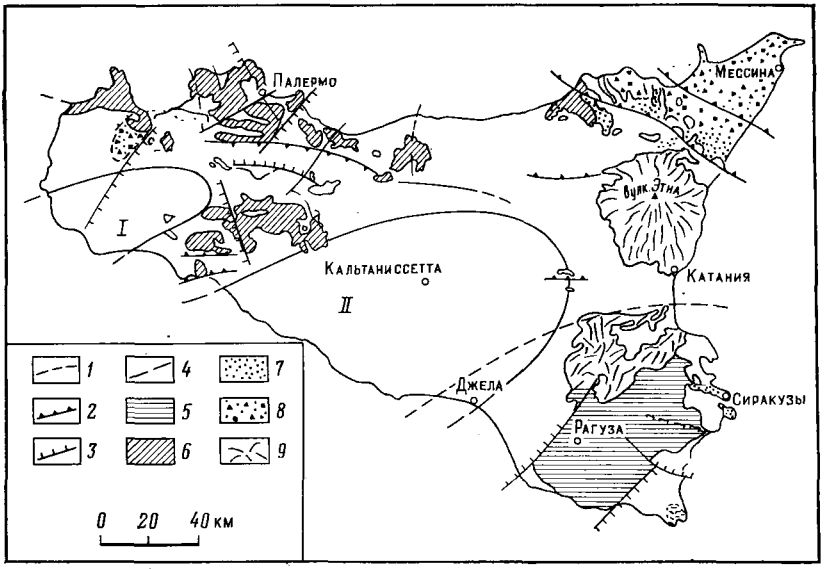


Рис. 3.11. Схема расположения месторождений Джела и Рагуза [9].

1 — предполагаемая граница известняков Иблейского плато; *2* — надвиг или опрокинутая складка; *3* — сбросы; *4* — разломы; *5* — известняки Иблейского плато; *6* — мезозойские отложения; *7* — палеозойские отложения; *8* — кристаллические и метаморфические породы; *9* — вулканические породы; *I* — бассейн Кастельветрано; *II* — миоцен-плиоценовый трог

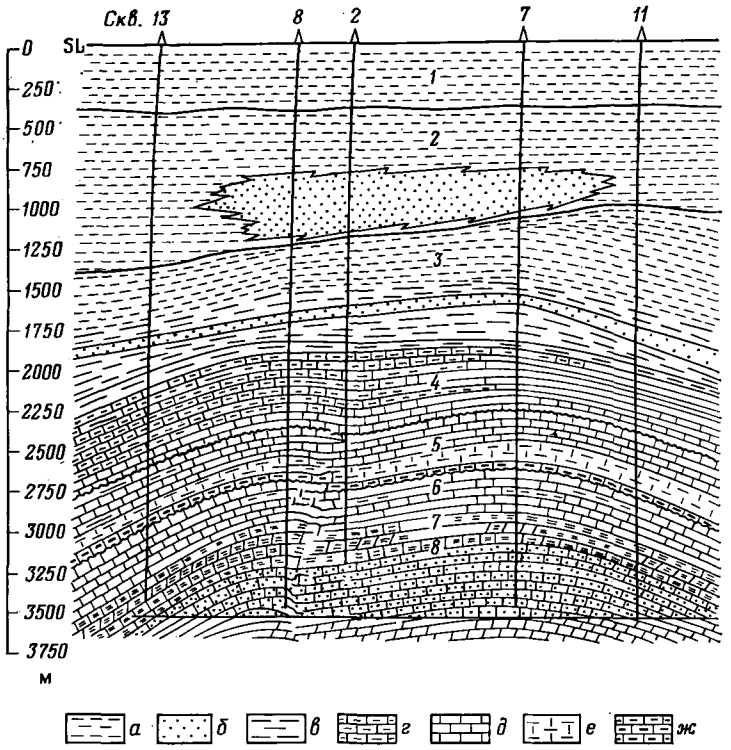
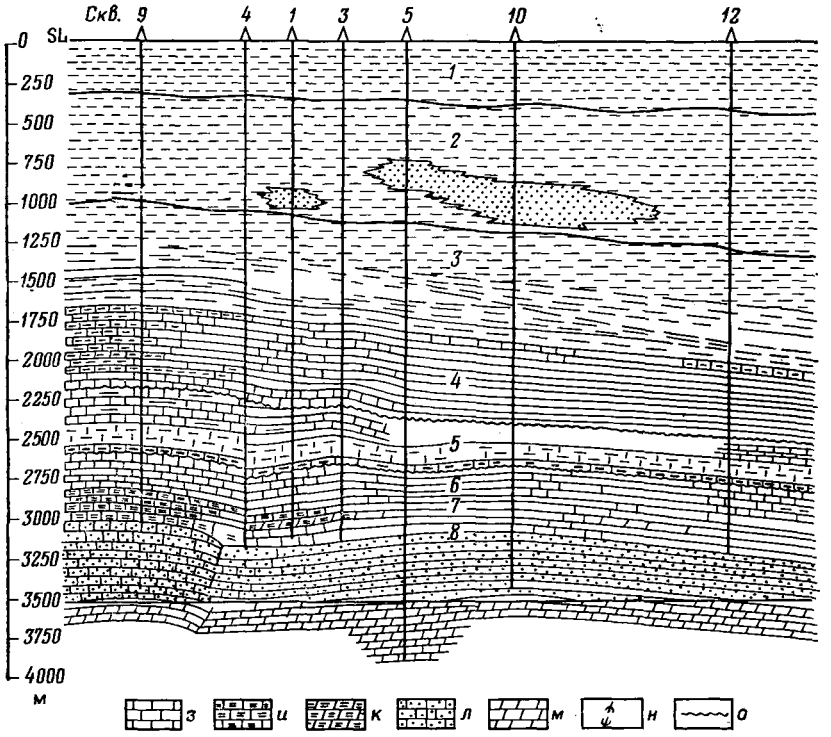


Рис. 3.12. Геологические разрезы месторождения Джела [9].

а — глины; *б* — гипсы и ангидриты; *в* — мергели; *г* — органогенные известняки; *д* — известняки; *з* — доломитизированные известняки; *и* — пачка черных сланцеватых глин с доломитами и известняками; *л* — нефтесодержащие доломиты; *м* — трещиноватые доломиты; *н* — сброшенные подводно-оползневые (продукты разрушенных пород от миоценового до четвертичного олигоценовые (формация Рагуза) и верхне- и среднеэоценовые; *б* — меловые; *б* — юрские;

ватых доломитов было предсказано сейсморазведкой. Продуктивные отложения перекрыты черными сланцеватыми глинами. Эти сланцеватые глины, представленные переслаивающимися черными или серыми неоднородными глинами, образуют покрышку для залежи (рис. 3.12). Маломощные доломиты с многочисленными пустотами и трещинами образуют вторичные скопления над основной залежью.

Пустотность и проницаемость этих коллекторов обусловлены в основном трещинами. Значение пустотности варьирует в пределах 3—5% при проницаемости до 10 мкм^2. Для сравнения следует отметить, что проницаемость собственно матрицы изменяется в пределах 0,00001—0,0001 мкм^2. Брекчирование часто встречается в тех местах, где плотная сеть тонких трещин гидродинамически связана с протяженными каналами, обеспечивающими дебит нефти до 160 м^3/сут несмотря на ее высокую вязкость и плотность, достигающую 1,02 г/см^3. Считается, что эти трещины образовались в результате тектонического поднятия области в конце мелового периода, за



няки с кремнистыми сланцами; *е* — известняковые мергели; *ж* — красные конкреционные ломитами и известняками; *к* — нефтесодержащие черные сланцеватые глины с доломитами сы; о — несогласия. Отложения: *1* — четвертичные морские и аллювиальные; *2* — четвертичвозраста); *3* — средне- и верхнемиоценовые, плиоценовые, четвертичные; *4* — среднемиоцен*7* — триасовые; *8* — черные сланцеватые глины

которым последовало постепенное проседание ее в период с эоцена до плиоцена.

Месторождение Рагуза расположено в пределах центрального блока горста, протягивающегося на 30 км в юго-юго-западном направлении и ограниченного с каждой стороны обычными сбросами.

Первая скважина на этой структуре была пробурена в 1953 г. Она вскрыла 225-метровую толщу продуктивных доломитов Таормина среднетриасового возраста. Эти породы перекрыты играющими роль покрышки сланцевыми глинами Стреппеноза верхнетриасового — нижнеюрского возраста (рис. 3.13).

Трещины, обусловливающие продуктивность отложений, образовались здесь в результате повторяющихся подъемов структуры Рагуза во время главных тектонических фаз в верхней юре, в верхнем эоцене и позднем миоцене. Причем каждая фаза была связана с ростом глубоко расположенных магматических интрузий. На этом месторождении проницаемость пород иногда превышает 1 мкм^2.

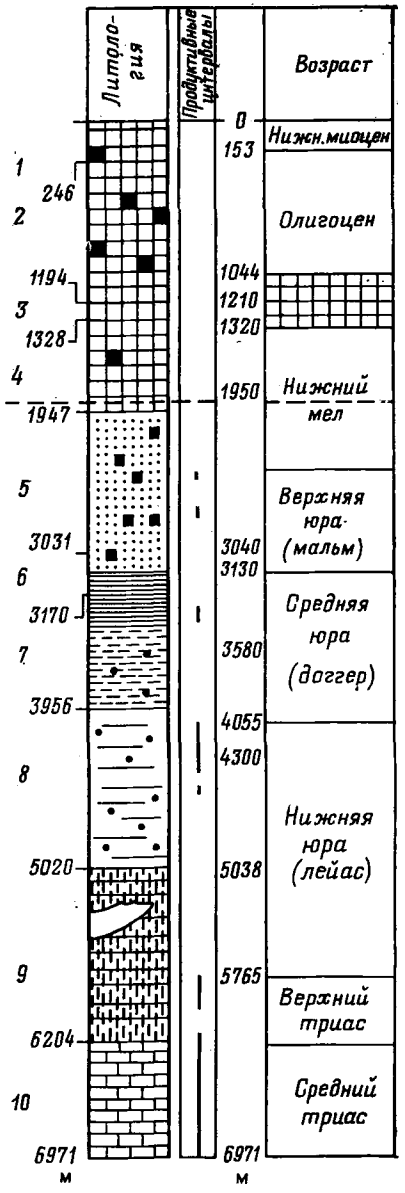


Рис. 3.13. Типичный разрез отложений на месторождении Рагуза (Кафка и Киркбрайд, 1959).

Свиты: *1* — Ирминио, *2* — Леонардо, *3* — Америлло, *4* — Хибла, *5* — Бусалебра; *6* — толща Игнеа; формацин: *7* — Жиардини, *8* — Виллагониа, *9* — Стреппеноза, *10* — Таормина

3.2. Трещиноватые глинистые и песчаные пласты-коллекторы

3.2.1. Общие сведения

На предыдущих примерах показано разнообразие проявлений эффекта трещиноватости в карбонатных коллекторах. Каждый пласт-коллектор должен являться отдельным объектом исследования. При изучении каждого из них возникают разнообразные проблемы, вплоть до уникальных. Однако трещиноватость может встречаться в породах любого литологического типа, и ниже рассмотрены примеры, показывающие роль трещиноватости в песчаниках, алевролитах и сланцеватых глинах.

В литературе описаны многочисленные примеры трещиноватых песчаных коллекторов на Североамериканском континенте. Одним из таких примеров является зона Алтамонт в бассейне Уинта (штат Юта) [11]. Продуктивны здесь тонкозернистые песчаники, карбонатные и известковистые глины, которые характеризуются низкими значениями матричной пористости и проницаемости. Пористость собственно песчаников пласта-коллектора изменяется в пределах 3—7%, а проницаемость не превышает 0,00001 мкм^2. Несмотря на это первоначальные дебиты на месторождении иногда превышали 160 м^3/сут при площади, приходящейся на 1 скважину, 256 га.

3.2.2. Зона Спраберри (бассейн Мидленд, Западный Техас)

Весьма интересным примером подобных коллекторов являются также отложения формации Спраберри в одноименной зоне. Некоторые исследователи [12] считают, что коллектор формации Спраберри уникален. Продуктивная часть разреза на 87% состоит из сланцеватых глин; по сути дела, на площади отсутствуют какие-либо ловушки структурного типа, и тем не менее здесь в отдельные месяцы из 1558 скважин добывалось 436,3 тыс. м^3 нефти, притоки которой были обусловлены в основном естественной трещиноватостью.

Это удивительное скопление нефти в отложениях формации Спраберри приурочено к гомоклинали, протягивающейся в субмеридиональном направлении полосой с размерами 240×(80÷112) км на глубине в среднем 2070 м.

К разведке этой области приступили в начале 40-х гг., причем первая скважина, оказавшаяся сухой, была закончена в 1944 г., а скважина-первооткрывательница, давшая при испытании дебит нефти 50,7 м^3/сут — в первой половине 1949 г. За открытием последовало бурение нескольких скважин на различных лицензионных участках площади, каждая из которых дала продукцию из, казалось бы, маломощных плотных песчаников. В результате интенсивной разведки к 1 мая 1952 г. было закончено бурением 1630 продуктивных скважин, оконтуривших площадь в пределах округов Мидленд, Гласкок, Аптон и Риган (рис. 3.14). Характеристика пород приведена в табл. 3.2, а типичный разрез пород, вскрытых

Таблица 3.2

Стратиграфия	Глубина, м	Литология
Четвертичные отл.		
Мел	488	Песчаники и красноцветные породы
Триас		
Верхняя пермь, серия Очон		Красноцветы + соль + ангидрит
Средняя пермь:		
серия Гваделупа	518	Переслаивающиеся доломиты и кластические породы
верхняя часть серии Леонард	915	Переслаивающиеся доломиты, черные сланцеватые глины и песчаники
нижняя часть серии Леонард (формация Спраберри)		

скважинами,— на рис. 3.15. Обычно отложения формации Спраберри представлены 100-метровой толщей различных черных карбонатных или алевролитистых сланцеватых глин, а также алевролитов или алевролитистых песчаников, со случайными тонкими про-

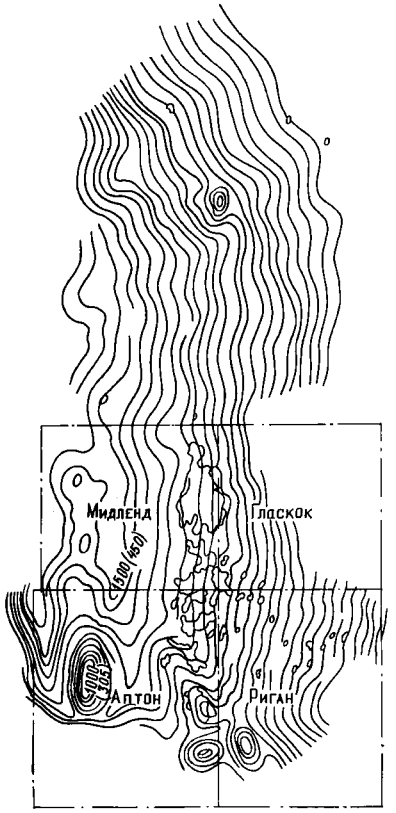


Рис. 3.14. Зона Спраберри, Западный Техас (Уилкинсон, 1952).
Изогипсы по кровле формации Спраберри, футы (м)

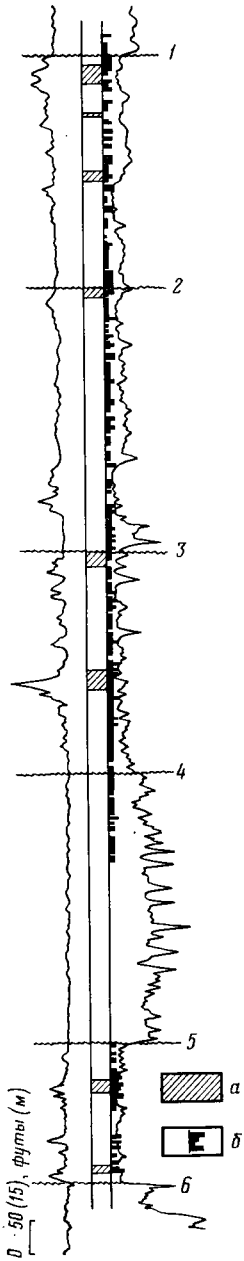


Рис. 3.15. Типичный разрез Спраберри (Уилкинсон, 1952).
а — массивные алевролиты; *б* — масштаб трещиноватости. Отложения: *1* — Верхний Спраберри; *2* — Средний Спраберри; *3* — Нижний Спраберри; *4* — подошва Спраберри; *5* — Дин; *6* — подошва Дин

слоями известняков или доломитов. Вся толща подразделяется на три части:

1) Верхний Спраберри — массивнослоистые алевролиты (толщина 13,7 м), известняки (1 м); черные сланцеватые глины (83,8 м);

2) Средний Спраберри — тонкослоистые алевролиты (8 м), известняки (0,3 м), черные и кремнистые сланцеватые глины (102 м);

3) Нижний Спраберри — тонкослоистые алевролиты (18,2 м, причем толщина слоев увеличивается к подошве), черные и кремнистые сланцеватые глины (74 м).

В региональном плане эти осадки и их эквиваленты были отложены в обстановке открытого моря, занимавшего весь бассейн Мидленд. Однако преобладание эвксинных фаций в пределах четырех округов ясно свидетельствует о существовании в период осадконакопления обстановки с токсичными условиями на дне. Пытаясь понять закономерности распространения нефтеносности, первые исследователи связывали отложение алевролитов с береговой линией. По мере увеличения разбуренной площади, когда стала ясна истинная картина распространения фаций, эта гипотеза была отброшена, и продуктивная площадь вырисовалась в виде треугольника, форма которого не объясняется имеющимися закономерностями. На рис. 3.16 показана одна из многих попыток воссоздать картину первоначального распространения фаций и обстановок осадконакопления. Основным результатом этих исследований был вывод о том, что на распространение нефтеносности практически *не влияют ни литология, ни структурный фактор.*

Только после того, как был накоплен обширный опыт по добыче нефти на этой площади и были детально изучены многочисленные образцы керна, многие из которых были ориентированы для определения направления трещиноватости, стало ясно, что основное влияние на извлечение нефти оказывают трещины.

Для создания дополнительных трещин в породах существующих ослабленных зон были использованы различные методы гидроразрыва и нагнетание воды при высоких давлениях закачки, в том числе циклическое заводнение и импульсное повышение давления. Эти методы позволили повысить добычу нефти и увеличить вклад естественных трещин в объем добычи. После тщательного изучения керна Уилкинсон ориентировочно выделил пять групп наблюдаемых трещин:

а) латентные или зарождающиеся трещины;

б) единичные вертикальные или наклонные трещины, прерывающиеся на относительно небольшом расстоянии;

в) единичные трещины, пересекающие всю толщу породы с определенной литологией;

г) единичные трещины, параллельные друг другу;

д) параллельные вертикальные трещины, пересеченные наклонными трещинами или вертикальными трещинами другого простирания.

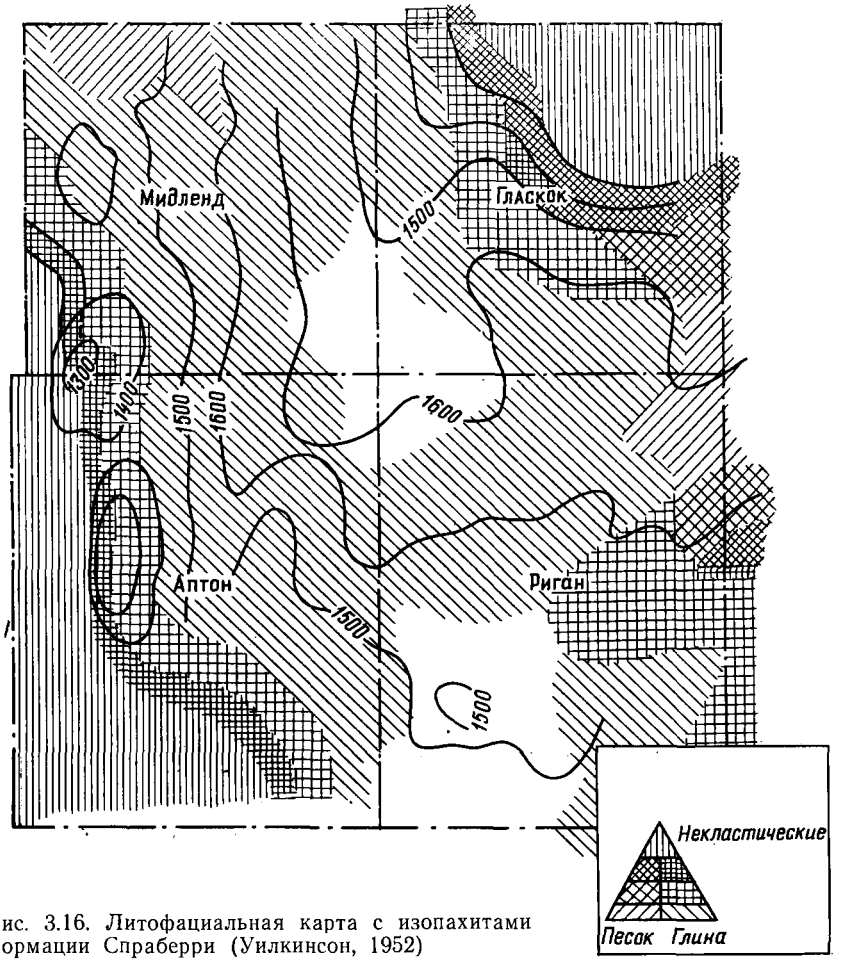


Рис. 3.16. Литофациальная карта с изопахитами формации Спраберри (Уилкинсон, 1952)

Чаще всего вертикальные трещины большой протяженности встречаются в черных сланцеватых глинах. Наклонные трещины обычно приурочены к алевритам. Была предложена гипотеза о том, что различие в распространении трещин разных типов является функцией литологии пород, к которым они приурочены. Отмечалось также, что некоторые трещины могли образоваться во время бурения в результате снятия напряжений.

Свидетельством раскрытости трещин являются как минерализация их стенок, так и заполнение полостей трещин твердыми компонентами бурового раствора. Раскрытость этих трещин, замеренная микрометром, в среднем оценивается в 0,051 мм. В области распространения алевритов пустотность (пористость) отложений в среднем составляет 8% при проницаемости 0,0005 мкм^2; но поскольку разрез отложений Спраберри на 87% составлен сланцева-

тыми глинами, были проведены лабораторные исследования (в частности, извлечение жидкостей нагреванием керна в реторте), которые показали присутствие углеводородов в глинах, а также проницаемость этих глин, характеризующихся наличием очень тонких капиллярных и субкапиллярных каналов. В результате анализа этих данных было установлено, что, хотя основной вмещающий нефть коллектор приурочен к алевролитам, сланцеватые глины также обладают некоторой емкостью, а трещины служат путями движения нефти к скважине.

Образование этих трещин связывается с проявлением двух сил:

а) повсеместно действующих напряжений при уменьшении объема осадков;

б) региональных напряжений, вызванных проседанием пород в бассейне.

Хотя эти явления независимы друг от друга, они являются следствием характера развития бассейна. Так, из лабораторных экспериментов следует, что уменьшение объема в результате уплотнения и литификации глин приводит к случайной ориентации ослабленных зон или к латентной трещиноватости. Изучение ориентированных кернов из нескольких скважин показало, что основное направление трещин — 25° на северо-восток, в то время как системы трещин, направленных под прямым углом к основной системе, развиты значительно слабее. Эти направления подтвердились при построении карт потенциальной продуктивности и по результатам опытной эксплуатации скважин, которая показала наличие связи продуктивности с макроструктурными простираниями (трендами), отмеченными по всему региону. Следовательно, второй процесс образования трещиноватости, по всей видимости, обусловлен растяжением осадочной толщи во время прогибания, а затем поднятия бассейна.

Каково бы ни было происхождение трещин, их большое значение при разработке зоны Спраберри несомненно. Пласт-коллектор Спраберри распространен на огромной территории, причем предполагается, что только на территории четырех округов он промышленно нефтеносен на площади около 195 тыс. га. Планируется разведка отложений этой формации на сопредельных территориях. Однако там до сих пор не обнаружены типичные структурные ловушки или литологические разности пород, позволяющие считать эти отложения потенциальными коллекторами.

Хотя наибольший объем добычи получают из трещиноватых алевролитов и песчаников, внимание исследователей обращено и на возможность того, что сланцеватые глины сами могут служить коллектором. Это и будет рассмотрено в последующих разделах.

3.3. Трещиноватые пласты-коллекторы сланцеватых глин

3.3.1. Общие сведения

Нефть и газ из коллекторов в трещиноватых сланцеватых глинах в значительных количествах начали добываться в начале 1900-х г. Обычно это были битуминозные черные сланцеватые глины, обогащенные органическим веществом, считающиеся нефтематеринскими породами для многих других залежей.

Эти богатые органическим веществом фации могут быть отложены в различных обстановках — от ограниченного морского бассейна до дельт на континенте — и весьма широко распространены по всему миру. Дебиты нефти и газа из самых сланцеватых глин обычно невелики, но геологические запасы их большие и величина добычи целиком зависит от трещинной проницаемости.

В Северной Америке имеется много примеров месторождений с залежами, приуроченными к глинам, особенно к черным сланцеватым глинам девонско-миссисипского возраста. Запасы газа в пределах западной краевой части Аппалачского бассейна оцениваются в 12400 млрд. м^3 [13]. На месторождении Коттеджвиль в северной части Западной Виргинии добываются нефть и газ в течение 25 лет из 90 скважин. Ожидается, что на этом месторождении будет добыто 0,4 млрд. м^3 газа [14]. В юго-западной части Западной Виргинии на трещиноватые глины пробурено около 3000 скважин. Ожидается, что там будет добыто 0,027 трлн. м^3 газа [15]. Значительный объем нефти был добыт на антиклинали Рейнджели из трещиноватых глин Манкос в округе Рио-Бланко штата Колорадо [16]. Примеры трещиноватых пластов-коллекторов в сланцеватых глинах описаны Риганом [17] в Калифорнии, а также Хантером и Янгом в Восточном Кентукки (газовое месторождение Биг-Санди) [18].

3.3.2. Трещиноватые пласты-коллекторы сланцеватых глин Калифорнии [17]

В 1953 г. 93% от общего объема накопленной добычи тяжелой нефти (45 млн. м^3) приходилось на коллекторы в трещиноватых кремнистых сланцах и кремнистых сланцеватых глинах верхнемиоценового возраста в бассейне Санта-Мария в Западной Калифорнии, остальные 7% — на такие же коллекторы в юго-западной части бассейна Сан-Хоакин (см. рис. 3.17, 3.18 и 3.20).

В период с 1902 по 1953 г. в этих двух бассейнах было пробурено несколько сот скважин и установлены следующие характерные их особенности.

1. Притоки нефти здесь получают из трещиноватых зон в отложениях, которые считаются нефтематеринскими породами для большинства залежей нефти в Калифорнии.

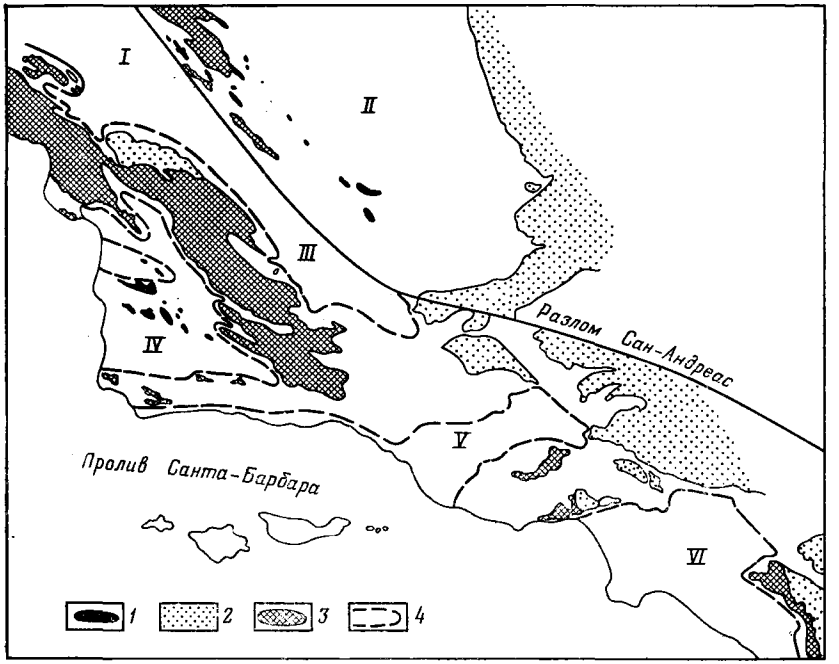


Рис. 3.17. Схема размещения бассейнов Калифорнии (Риган, 1953).
1 — месторождения, на которых нефть добывается из трещиноватых сланцеватых глин; *2* — гранитные породы; *3* — меловые отложения; *4* — границы третичных бассейнов. Нефтегазоносные бассейны: *I* — Салинас; *II* — Сан-Хоакин; *III* — Кайама; *IV* — Санта-Мария; *V* — Вентура; *VI* — Лос-Анджелес

2. Нефть может находиться в структурных ловушках различных типов.

3. Дебиты нефти возрастают на участках распространения более кремнистых пород, но только в тех зонах, где имеется покрышка плиоценового возраста; величины дебитов нефти значительно изменяются в зависимости от изменения трещиноватости.

4. Трещины в этих двух бассейнах отличаются по происхождению и виду.

5. Без продолжительных испытаний продуктивные интервалы могут быть легко пропущены.

6. Бурение потенциально продуктивных зон протекает одинаково: характерны небольшие скорости проходки, плохой вынос керна и потери бурового раствора.

7. Нефтепроявления во время бурения незначительны и обычно представляют собой нефть в трещинах обломков керна, пленки нефти в растворе или в шламе.

В бассейне Сан-Хоакин скопления нефти найдены на антиклиналях Мидуэй-Сансет, Элк-Хилс, Буэна-Виста-Хилс, Южный Белридж, Северный Белридж, Лост-Хилс и 35-я (рис. 3.18). Коллекторы на этих месторождениях приурочены к песчанику Стевенс,

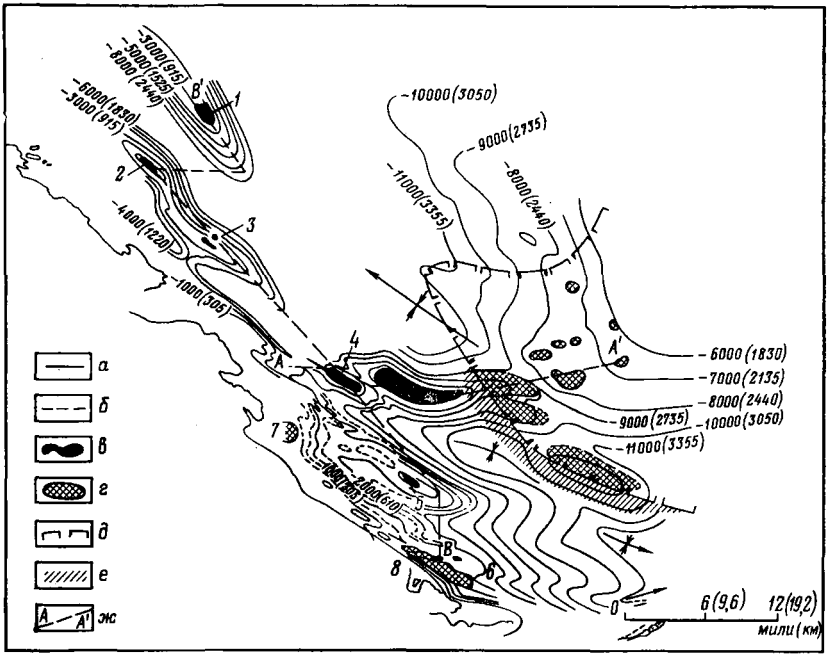


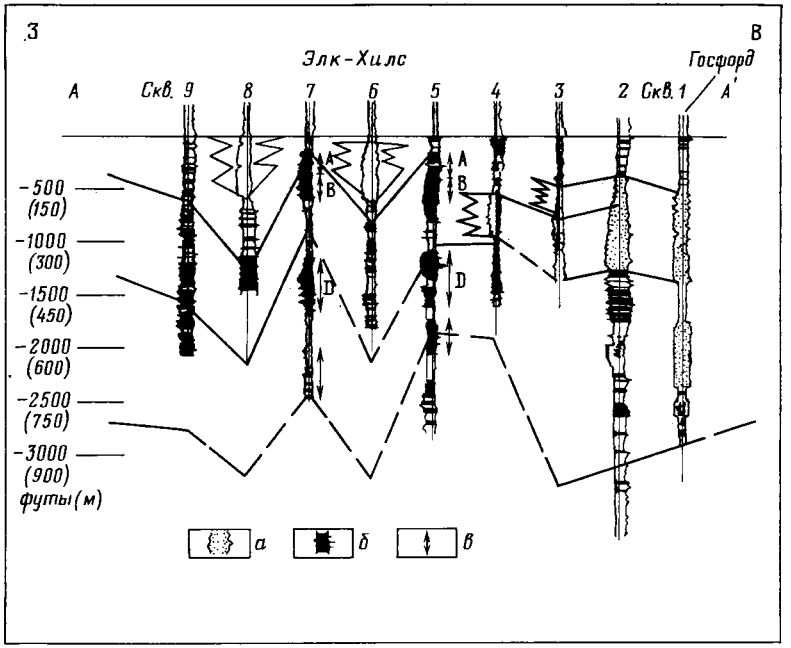
Рис. 3.18. Карта юго-западной части бассейна Сан-Хоакин, Калифорния (Риган, 1953).

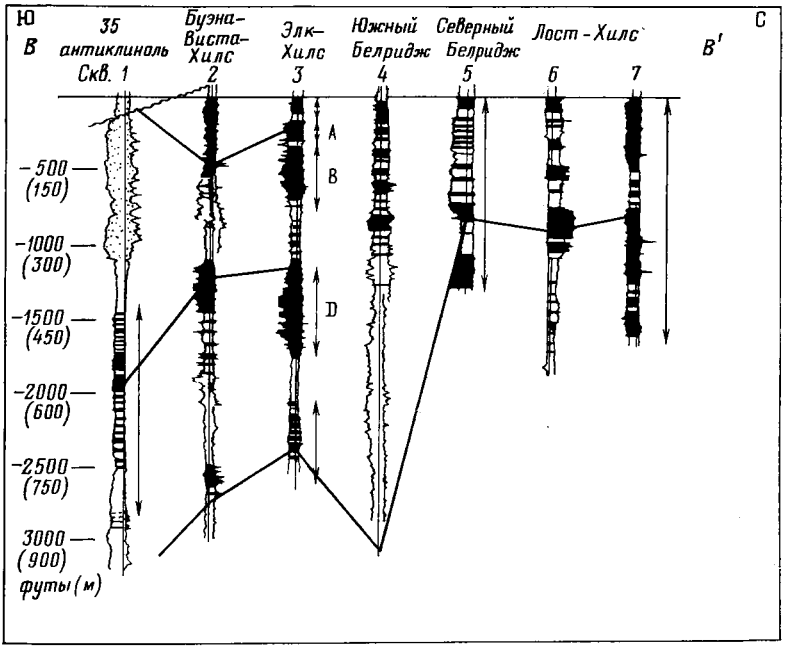
Изогипсы, футы (м): *а* — по кровле верхнемиоценовых отложений, *б* — по кровле плиоценовых отложений; залежи нефти: *в* — в верхнемиоценовых сланцеватых глинах, *г* — в верхнемиоценовых песках; *д* — границы распространения верхнемеловых проницаемых песков; *е* — наличие верхнемиоценовых непроницаемых песков; *ж* — профильные разрезы. Месторождения: *1* — Лост-Хилс; *2* — Северный Белридж; *3* — Южный Белридж; *4* — Элк-Хилс; *5* — Буэна-Виста-Хилс; *6* — 35-я антиклиналь; *7* — Мидуэй; *8* — Сансет

кремнистому сланцу Стевенс и кремнистым сланцеватым глинам верхнего Мохниана. На рис. 3.19 показано развитие кремнистых сланцев, которые в пределах бассейна являются эквивалентами песчаников, распространенных на его окраинах. Наиболее продуктивны отложения в центральной части бассейна, в пределах месторождения Элк-Хилс, к востоку от него и от области Белридж, где особенно широко развиты сильно кремнистые (до окремнелых) сланцеватые глины. Трещиноватость в этих хрупких породах вероятней всего образовалась в результате действия механических сил во время складкообразования, что благоприятно влияет на добычу. На месторождении Элк-Хилс пробурено около 90 скважин по 32-гектарной сетке. Начальная добыча на месторождении достигала 318 м^3/сут нефти плотностью 0,85 г/см^3.

Рис. 3.19. Корреляционные профили через долину Сан-Хоакин (Риган, 1953).

а — песчаник Стевенс; *б* — кремнистый сланец Стевенс и кремнистая сланцеватая глина; *в* — продуктивные интервалы в сланцеватой глине


З
В
Элк-Хилс
Госфорд
А
Скв. 9
8
7
6
5
4
3
2 Скв. 1
А'
-500 (150)
-1000 (300)
-1500 (450)
-2000 (600)
-2500 (750)
-3000 (900)
футы (м)
A
B
D
а
б
в


Ю
В
35 антиклиналь Скв. 1
Буэна-Виста-Хилс 2
Элк-Хилс 3
Южный Белридж 4
Северный Белридж 5
Лост-Хилс 6 7
С
В'
-500 (150)
-1000 (300)
-1500 (450)
-2000 (600)
-2500 (750)
3000 (900)
футы (м)
A
B
D

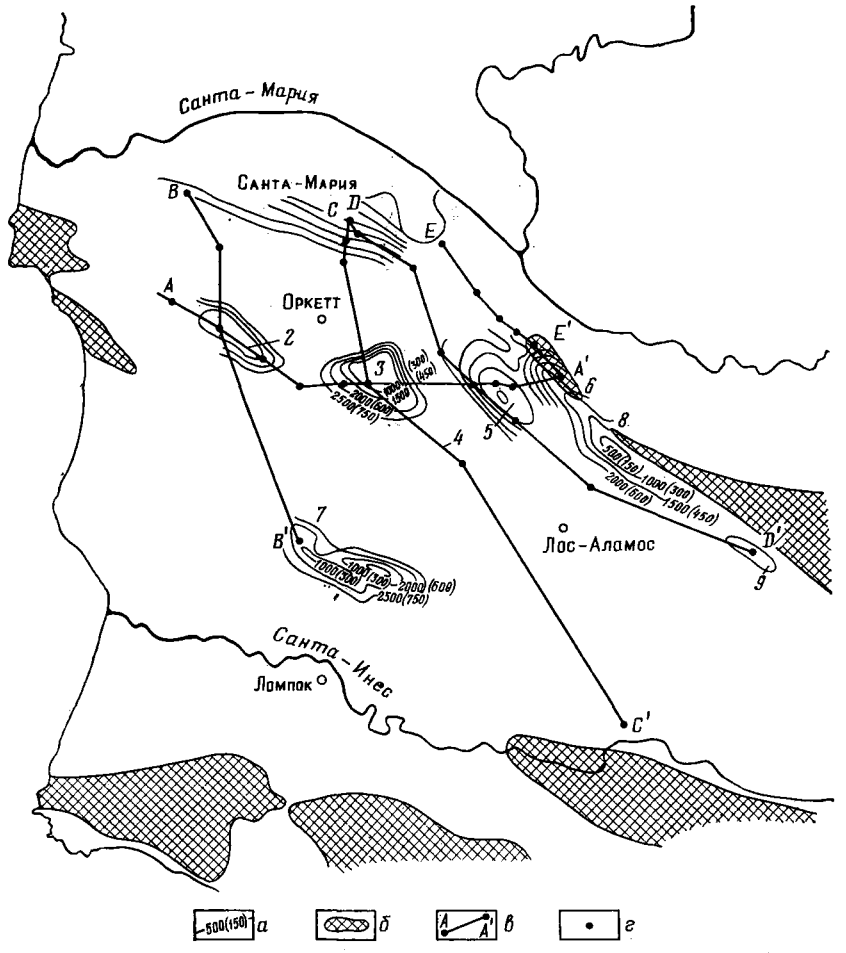


Рис. 3.20. Карта бассейна Санта-Мария (Риган, 1953).

а — изогипсы подошвы плиоцена, футы (м); *б* — области отсутствия формации Монтерей; *в* — профильные разрезы; *г* — скважины. Нефтяные месторождения: *1* — Санта-Мария-Валли; *2* — Касмалия; *3* — Оркетт; *4* — Фоудир; *5* — Западный Кэт-Каньон; *6* — Восточный Кэт-Каньон; *7* — Ломпок; *8* — Гато-Ридж; *9* — Зака-Крик

В области Санта-Мария (рис. 3.20) нефть находится в трещиноватых зонах верхнемиоценовой формации Монтерей в ловушках комбинированного типа. Трещиноватые зоны приурочены к кремнистым сланцам, к сланцеватым окремнелым, известковистым, кремнистым и фарфоровидным глинам, причем больше всего нефти содержится в трещиноватых кремнистых сланцах. Распространение этих литофаций, по-видимому, связано с определенными обстановками осадкоотложения. Трещиноватость в этом случае является результатом сокращения объема осадка вследствие химических изменений, а не складкообразования. Поэтому трещиноватость по

площади изменяется весьма значительно, что сказывается на дебитах скважин. Однако в общем для большинства месторождений характерны высокие значения проницаемости, судя по высоким начальным дебитам (400—1600 м³/сут) тяжелой высоковязкой нефти. Эмпирически полученное максимальное значение проницаемости для зоны кремнистых сланцев на месторождении Санта-Мария составляет 35 мкм² при среднем 10—15 мкм². Плотность извлекаемых запасов в хорошо развитой зоне кремнистых сланцев достигает 8000—16 000 м³/га (120—180 м³/га·м), а запасы этой зоны составляют 30% от геологических запасов нефти месторождения.

3.3.3. Газовое месторождение Биг-Санди в Восточном Кентукки [18]

В 1914 г. в Восточном Кентукки были открыты залежи газа в верхнедевонских битуминозных сланцеватых глинах. С 1929 г., когда началась промышленная разработка этих залежей, по 1953 г. было пробурено более 3800 скважин и добыто $3{,}8 \cdot 10^{11}$ м³ газа при общих его запасах $4{,}27 \cdot 10^{11}$ м³. Причем 80% газа было добыто из девонских сланцеватых глин.

Вследствие того, что бурение велось ударно-канатным способом и вынос керна был очень низким, первоначально были допущены серьезные ошибки в определении природы пористости и проницаемости коллекторов. Но затем Хантер и Янг сделали выводы о том, что газ находится в двух системах:

а) в меньшей по объему системе, состоящей из тонкопереслоенных алевритов, песков и глин;

б) в основной системе, образованной разрывными трещинами, тектонической трещиноватостью и плоскостями напластования, содержащей основные запасы газа.

Этот вывод был основан главным образом на опыте разработки этих скоплений газа. Падение давления здесь было одинаковым на большой площади, и при закрытии скважин по всему месторождению регистрировалось равномерное восстановление давления. Кроме того, для стимуляции притоков газа из сланцеватых глин обычно применялись взрывы.

3.4. Трещиноватые пласты-коллекторы пород фундамента

Важной особенностью трещиноватых пластов-коллекторов является то, что они не обязательно представлены «мягкими» породами, которые служат основными объектами разведки на нефть. Для пород фундамента обычно характерно отсутствие естественной пористости и проницаемости матрицы; это справедливо и для изверженных и метаморфических пород.

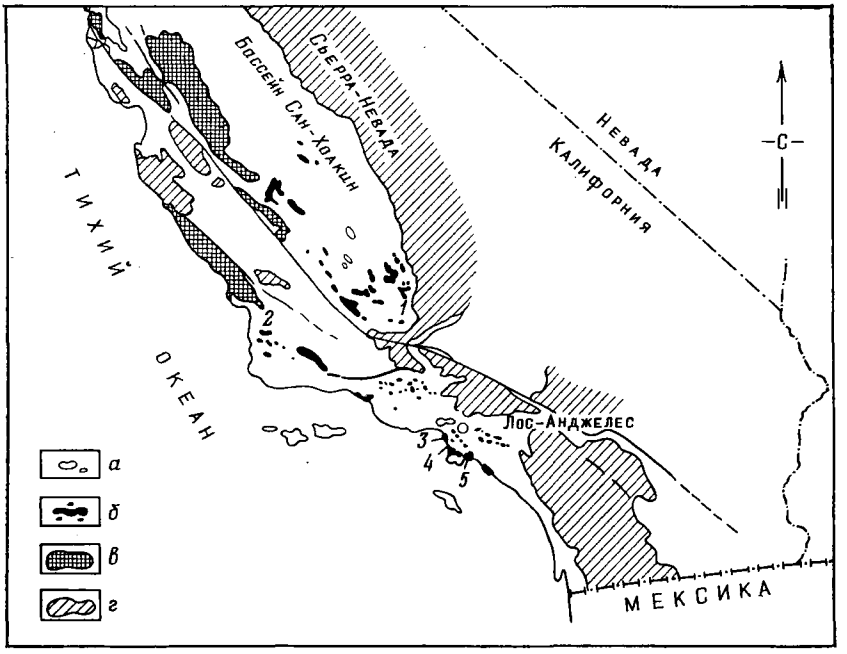


Рис. 3.21. Схема расположения месторождений нефти с продуктивными трещиноватыми метаморфическими породами в Южной Калифорнии (Макнафтон, 1953).

Месторождения: *а* — газовые, *б* — нефтяные; *в* — отложения Францискан — Ноксвилл; *г* — юрские и более древние метаморфические породы и граниты. Месторождения: *1* — Эдисон; *2* — Санта-Мария-Валли; *3* — Плайя-дель-Рей; *4* — Эль-Сегундо; *5* — Уилмингтон

Можно утверждать, что нефтегазоносность таких пород и получение из них притоков углеводородов в скважины обусловлены трещиноватостью среды. Примеры таких месторождений не единичны. Смит [1], в частности, сообщает о притоке нефти с дебитом 620 м^3/сут из одной скважины на месторождении Ла-Пас-Мара в Венесуэле. По его заключению, продуктивный интервал приурочен к трещиноватым изверженным и метаморфическим породам фундамента на глубине 2710 м. Суточная начальная добыча нефти на этом месторождении из 29 скважин составляла 12 720 м^3.

Игглстон [19] и позднее Макнафтон [20] описали несколько месторождений и рассмотрели процессы, обусловившие накопление нефти в породах-коллекторах фундамента в Калифорнии. Большое значение открытия этих месторождений заключается в том, что они явились первым примером нефтегазоносности пород фундамента, к чему в то время (1948 г.) геологи отнеслись с явным недоверием. На рис. 3.21 показано расположение этих месторождений — Эдисон, Санта-Мария-Валли, Уилмингтон, Эль-Сегундо и Плайя-дель-Рей. Суточная добыча на этих месторождениях в 1948 г. составляла 2385 м^3 нефти.

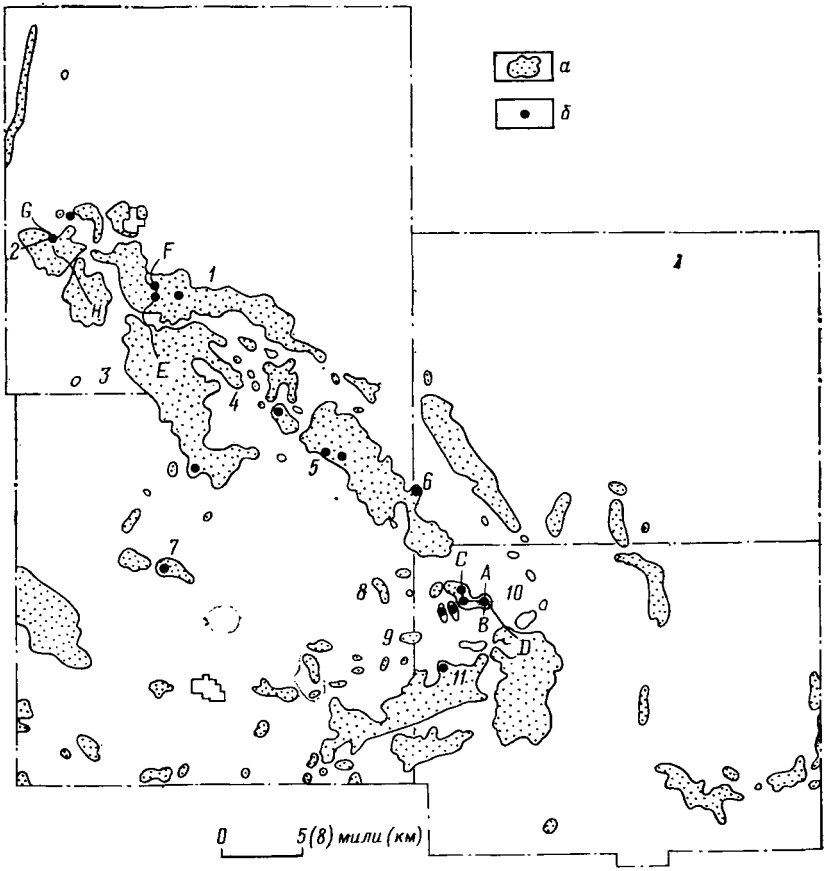


Рис. 3.22. Схема расположения месторождений с трещиноватыми пластами-коллекторами фундамента в Центральном Канзасе (Уолтерс, 1953).

а — месторождения: *1* — Халл-Гарней, *2* — Горхэм, *3* — Трапп, *4* — Бивер, *5* — Крафт-Пруса, *6* — Блюмер, *7* — Эвелай, *8* — Рингвальд, *9* — Хайнц, *10* — Орт, *11* — Силика; *б* — скважины. *AB, CD, EF, GH* — профильные разрезы

Макнафтон подчеркивает важность этих открытий и критикует геологов за то, что они недостаточно исследовали подобные явления, в результате чего месторождения были открыты случайно. Он предложил гипотезу, альтернативную существующей теории о восходящей миграции нефти из нефтематеринских пород вверх. По его мнению, уменьшение объема пород и возникновение вследствие этого систем трещин могло создать обратные градиенты давления, обусловившие «высасывание» нефти из осадочного чехла в породы фундамента. Эта гипотеза может, как он считает, дать новое направление разведке в районах, где фундамент находится на достижимой глубине.

Уолтерс [21] сообщает о добыче 160 тыс. м^3 нефти из трещиноватых кварцитов фундамента докембрийского возраста на место-

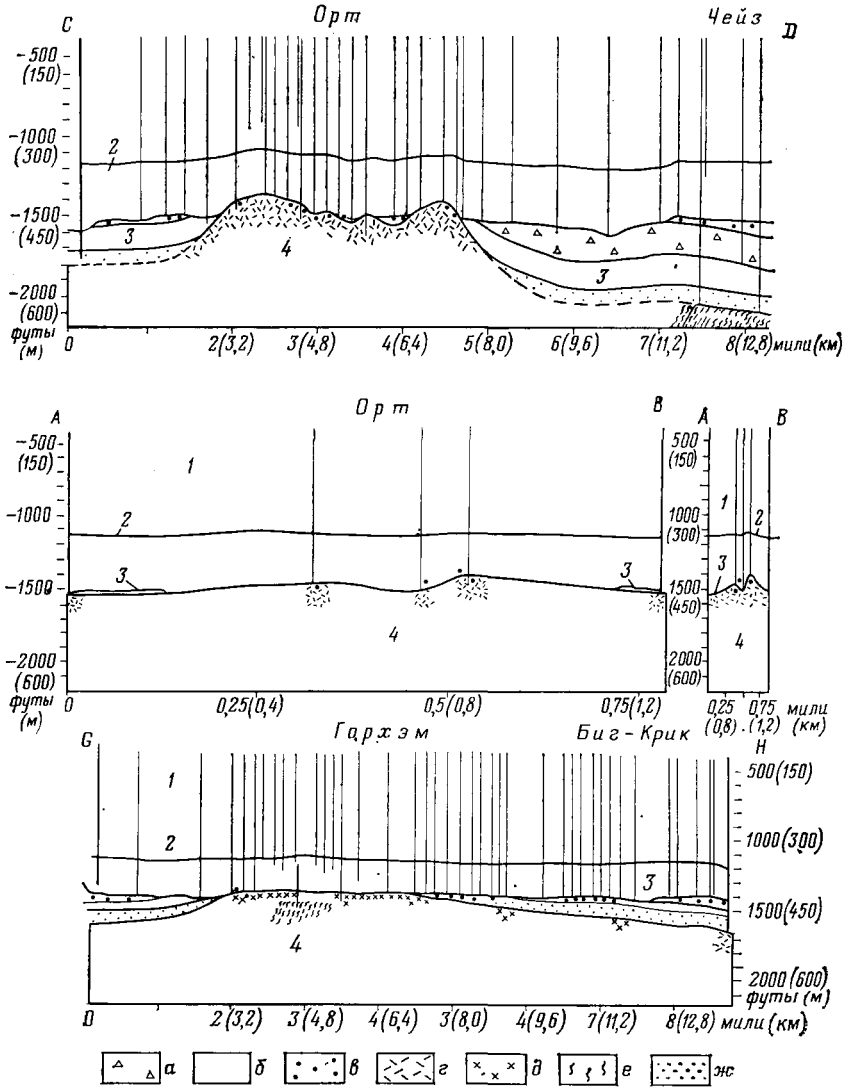


Рис. 3.23. Геологические профили через трещиноватые коллекторы фундамента в Центральном Канзасе (Уолтерс, 1953).

а — трещиноватые доломиты; *б* — доломиты; *в* — песчанистые доломиты и песчаники; *г* — трещиноватые кварциты; *д* — граниты; *е* — сланцы; *ж* — песчаники. *1* — пенсильваний; *2* — кровля серии Миссурии; *3* — кембро-ордовик; *4* — докембрий. *AB, CD, EF, GH* — профильные разрезы см. на рис. 3.22

рождении Орт в округе Райс в Канзасе. Он описывает также подобные коллекторы в близлежащих месторождениях Крафт-Пруса, Бивер, Блюмер, Эвелай, Трапп, Рингвальд, Хайнц и Силика. Трещиноватые граниты, служащие коллектором, обнаружены и на месторождениях Холл-Гарней и Горхэм в округе Расселл. На рис. 3.22 показано расположение этих месторождений, а на рис 3.23 — структуры залежей.

На этих месторождениях, по оценке Уолтерса, около 50 скважин добывают нефть из докембрийских кварцитов. Его выводы о связи нефтеносности с трещиноватостью основаны на следующих наблюдениях:

а) хаотичном распределении нефтеносности по площади;

б) отсутствии матричной пористости в структурно высоко залегающих породах фундамента;

в) отсутствии фиксируемой пористости в образцах пород из шлама;

г) отсутствии пятен нефти на частицах породы из шлама;

д) чрезвычайно резком увеличении дебита после создания искусственных трещин.

Кроме того, в структурно низко расположенных породах фундамента не было найдено никаких признаков нефти. Нефтепроявления приурочены только к вершинам погребенных докембрийских поднятий, на склонах которых были найдены нефтеносные пласты. Обычно нефть содержится и в облекающих выступы антиклинально залегающих пенсильванских известняках.

На основании этих наблюдений были высказаны предположения о наличии трещинной пустотности и о том, что миграция флюидов происходила с этих склонов вдоль допенсильванского несогласия как в породы фундамента, так и в несогласно залегающие на нем пласты.

Так как добыча нефти из одной скважины только на месторождении Орт достигает 12 тыс. м^3, Уолтерс сделал вывод о том, что в благоприятных условиях трещиноватые породы фундамента, несмотря на их кажущуюся бесперспективность, могут служить объектами для разведки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Smith J. E.*, 1951. The Cretaceous limestone producing areas of the Mara and Maracaibo district, Venezuela. Proc. Third World Petrol Cong. Sec. 56—71.

2. *Braunstein J.*, 1953. «Fracture-controlled production in Gilbertown Field, Alabama». Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. vol. 37, No. 2, 245—249.

3. *Muir J. M.*, 1934. «Limestone reservoir rocks in the Mexican oilfields». Problems of petroleum geology, Am. Assoc. of Pet. Geol. 382.

4. *Delgado O. R.* and *Loreto E. G.*, 1975. «Reforma's Cretaceous reservoirs: An engineering challenge». Petroleum Engineer. 56—66.

5. *Davidson D. A.* and *Snowdon D. M.*. 1978. «Beaver River Middle Devonian Carbonate: Performance review of a high-relief, fractured gas reservoir with water influx». J. of Petroleum Technology 1672—1678.

6. *Daniel E. J.*, 1954. «Fractured reservoirs of Middle East». Bull. Am. Assoc. Petrol Geol. vol. 38, No. 5, 774—815.

7. *Afshar A., Eshghi M.* and *Odouli K.*, «Geological history and stratigraphy of Iran». Schlumberger Symposium Document.
8. *McQuillan H.*, 1973. «Small-scale fracture density in Asmari Formation of southwest Iran and its relation to bed thickness and structural setting». Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. vol. 57, No. 12. 2367—2385.
9. *Rocco T.*, 1959. «Gela in Sicily, an unusual oilfield». Proc. Fifth World Petrol. Congress.
10. *Kafka F. T.* and *Kirkbride R. K.*, 1959. «History, discovery and development of Ragusa field». Proc. Fifth World Petrol. Congress.
11. *Baker D. A.* and *Lucas P. T.*, 1972. «Strat. Trap. production may cover 280 plus square miles». World Oil. 65--68.
12. *Wilkinson W. M.*, 1953. «Fracturing in Spraberry Reservoir, West Texas». Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. vol. 37, No. 2, 250—265.
13. *Provo L. J.*, 1976. «Upper Devonian black shale — Worldwide distribution and what it means». Proc. of the Seventh Appalachian Pet. Geol. Symp.
14. *Martin P.* and *Nuckols E. B.*, 1976. «Geology and oil and gas occurence in Devonian shales: Northern West Virginia». Proc. of the Seventh Appalachian Pet. Geol. Symp.
15. *Bagnal W. d.* and *Ryan W. M.*, 1976. «The geology reserves and production characteristics of the Devonian shales in south western West Virginia». Proc. of the Seventh Appalachian Pet. Geol. Symp.
16. *Peterson V. E.*, 1955. «Fracture production from Mancos shales, Rangely field, Rio Blanco County, Colo». Bull. Am. Assoc. Petrol Geol. vol. 39, 532.
17. *Regan L. J.*, 1953. «Fractured shale reservoirs of California». Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. vol. 37, 201.
18. *Hunter C. D.* and *Young D. M.*, 1953. «Relationship of natural gas occurrence and production in eastern Kentucky (Big Sandy Gas Field) to joints and fractures in Devonian bituminous shale». Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. vol. 37, No. 2, 282—299.
19. *Eggleston W. S.*, 1948. «Summary of oil production from fractured rock reservoirs in California». Bull. Am. Assoc. Petrol Geol. vol. 2, 1352—1355.
20. *McNaughton D. A.*, 1953. «Dilatency in migration and accumulation of oil in metamorphic rocks». Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. vol. 37, 217—231.
21. *Walters R. F.*, 1953. «Oil production from fractured Pre-Cambrian basement rocks in central Kansas». Bull. Am. Assoc. Petrol Geol. vol. 37, 300—313.

Глава 4

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

4.1. Введение

В течение последних трех-четырех десятилетий интенсивно исследуются физические свойства пород и флюидов. Результаты этих исследований опубликованы во многих журналах, книгах и учебниках. При изучении и выяснении особенностей фильтрации флюида в пористых породах особое внимание уделяется таким свойствам пород, как проницаемость, пустотность (пористость), насыщенность и т. д. Специфичные характеристики горных пород — капиллярное давление, относительные фазовые проницаемости и т. д. — определяются при изучении поведения жидкостей посредством исследований *PVT* (по соотношению давление — объем — температура). Результаты всех этих определений обычно используются в качестве основных данных при всестороннем изучении поровых коллекторов.

Поскольку целью этой главы является исследование характеристик специфичных горных пород — трещиноватых, такие свойства пород, как проницаемость и пустотность (пористость), рассматриваются применительно к трещинам при трещинно-матричной системе. Пористость и проницаемость матрицы не обсуждаются, так как они определяются классическими характеристиками, общепринятыми для поровых коллекторов.

В данной главе рассматриваются также сжимаемость трещинно-матричной системы и ее флюидонасыщенность, поскольку эти характеристики определяют потенциальную полезную емкость при перетоке жидкостей из матрицы в трещины.

Особое внимание уделяется изучению капиллярного давления и явления перетока, происходящего при насыщении матрицы одним флюидом, а окружающих блок трещин — другим флюидом. Проявление этих специфных свойств обусловливает механизм вытеснения флюидов в любом трещиноватом пласте.

Относительная проницаемость, определение которой и корректировка на пластовые условия остается очень сложной проблемой, рассматривается по аналогии для различных типов гранулярных коллекторов.

4.2. Пустотность

Трещиноватые породы характеризуются наличием пустотности двух типов: 1) межгранулярной (рис. 4.1), образованной пустотным пространством между частицами породы (пористость), 2) образованной пустотами трещин и каверн (рис. 4.2). Пустотность первого типа называется первичной, она типична для песчаников и известняков. Пустотность второго типа называется вторичной или, в зависимости от вида пустотного пространства, кавернозной или трещинной пустотностью.

Вторичная пустотность обычно встречается в плотных хрупких породах с относительно низкой межгранулярной пустотностью (пористостью), таких, как плотные известняки, сланцеватые глины, глинистые песчаники, алевролиты, кремнистые сланцы и т. д. Обусловлена она процессами растрескивания, расслоения породы и растворения ее циркулирующей водой.

Часто вторичная пустотность со временем уменьшается вследствие частичного заполнения пустотного пространства минералами, выщелоченными из матрицы породы и вновь выпавшими в осадок.

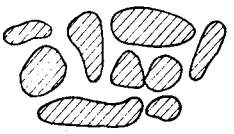


Рис. 4.1. Пустотное пространство сцементированной зернистой породы (матрицы)

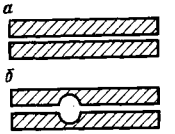


Рис. 4.2. Упрощенное изображение пустотного пространства трещин (*а*) и трещин с кавернами (*б*)

В карбонатных породах, таких, как доломит и известняк, каналы выщелачивания и каверны образуются при выветривании или захоронении в осадочном бассейне. Преобладание вертикальной ориентации трещины и плоскостей сочленения, наблюдаемое в крупных структурах, сформированных известняками, доломитами, алевролитами и т. д., может быть результатом тектонических напряжений или геостатической нагрузки, уменьшающих сцепление частиц породы, как описано в гл. 1.

4.2.1. Определение двойной пустотности (двойной пористости)

В трещиноватом коллекторе общая пустотность $\Phi_{общ}$ представляет собой сумму первичной Φ_1, и вторичной Φ_2 пустотности:

$$\Phi_{общ} = \Phi_1 + \Phi_2. \tag{4.1}$$

Термин «общая пустотность» эквивалентен термину «емкость породы» или «общее пустотное пространство».

По большому числу лабораторных определений трещинная пустотность различных типов горных пород значительно меньше пористости матрицы, эти два вида пустотности выражаются следующими уравнениями:

$$\Phi_1 = \frac{\text{Объем пустот (пор) матрицы}}{\text{Общий объем породы}}; \qquad \Phi_2 = \frac{\text{Объем пустот трещин}}{\text{Общий объем породы}}. \tag{4.2}$$

Пористость матрицы определяется отношением

$$\Phi_м = \frac{\text{Объем пустот (пор) матрицы}}{\text{Объем матрицы}},$$

а трещинная пустотность

$$\Phi_2 \approx \Phi_{тр}. \tag{4.3}$$

В этом случае первичная пустотность (пористость) как функция пористости матрицы выражается в виде

$$\Phi_1 = (1 - \Phi_2)\,\Phi_м, \tag{4.4}$$

а эффективное первичное пустотное пространство, содержащее нефтяную фазу, —

$$\Phi_{1\,эф} = (1 - \Phi_2)\,\Phi_м\,(1 - S_{в.о}), \tag{4.4'}$$

где $S_{в.о}$ — остаточная водонасыщенность породы.

Схематично система двойной пустотности представлена на рис. 4.3, где масштаб (величина) единичного объема породы показан в верхней части рисунка, а масштаб (величина) единичного объема

Рис. 4.3. Схематизированное изображение системы двойной пустотности

матрицы — в нижней части. Поры матрицы насыщены частично водой, частично нефтью. Коэффициенты насыщенности выражаются в процентах от общего объема матрицы единичного блока.

Двойная пустотность играет важную роль в уравнениях динамики, где вместо термина «емкость породы» употребляется термин «емкость резервуара». Величина этого параметра определяется комбинированием параметров $\overline{\Phi C}$, которые показывают способность пустотного пространства породы и флюида к расширению или сжатию.

4.2.2. Качественное описание вторичной пустотности

Основываясь на эмпирических критериях, Вальдшмидт [2] предложил следующую классификацию карбонатных пород с пустотами, образовавшимися вследствие выщелачивания образующих породу минералов или содержащихся в них ископаемых организмов:

а) некавернозные — не содержащие каверн;

б) кавернозные, с незаполненными кавернами — каверны не имеют кристаллической оторочки; стенки каверн образует матрица;

в) кавернозные, с частично заполненными кавернами — стенки каверн полностью или частично покрыты составляющими матрицу или другими минералами; минералы, образующие покрытие стенок каверн, обычно более молодые, чем минералы матрицы;

г) кавернозные, с полностью заполненными кавернами — каверны полностью заполнены слагающими матрицу или другими минералами; минералы, заполняющие матрицу, обычно моложе, чем минералы матрицы;

д) органогенные — содержащие раковины фузулин или других ископаемых организмов очень маленьких размеров; эта группа далее подразделяется по величине межкристаллической пористости матрицы на хорошие коллекторы, удовлетворительные и т. д., а также по состоянию ископаемых раковин:

раковины не разрушены и состоят из карбонатных частиц более мелких по размеру, чем в матрице,

раковины поломаны, но «залечены» кристаллами карбонатов более крупными по размеру, чем частицы, из которых состоят стенки раковин,

раковины уничтожены в результате рекристаллизации их первоначального карбонатного материала.

Всем группам каверн можно присвоить индексы в зависимости от их величины, числа и степени заполнения:

Пористость для всех групп:	Размер для групп а, б, в:	Число для всех групп:	Степень заполнения для всех групп:
ОВ — очень высокая	ОБ — очень большие (более 10 мм)	Зн — значительное	О — открытые
В — высокая	Б — большие (4 — 10 мм)	У — умеренное	ЧЗ — частично заполненные
Н — низкая	С — средние (1—4 мм)	Нз — незначительное	З — заполненные
ОН — очень низкая	М — малые (меньше 1 мм)		Зак — закрытые

Вальдшмидтом было предложено также описание трещин и трещиноватости (см. табл. 2.4).

4.2.3. Количественная оценка трещинной пустотности $\Phi_{тр}$

В общем оценка общей пустотности косвенными методами (геофизические исследования) или даже прямым методом (данные анализа керна) не представляет особенных трудностей. Затруднения возникают при попытке отличить первичную пустотность — пористость от вторичной пустотности.

4.2.3.1. Эмпирическая оценка трещинной пустотности

Вторичная пустотность характеризуется большим разбросом значений при наличии в породе каверн или трещин. Величина ее зависит и от типа трещин, но в основном от преобладания макро- или микротрещин.

Как указывалось в гл. 1, макротрещины — это протяженные с большой раскрытостью трещины, пересекающие несколько слоев. Микротрещины (или трещиноватость) — это трещины с небольшой раскрытостью и ограниченной протяженностью — часто в пределах единичного слоя.

В зависимости от типа породы и состояния напряженности преобладают макро- или микротрещины. Наиболее вероятные пределы вторичной пустотности $\Phi_{тр}$, %:

а) сеть макротрещин . . . . . 0,01—0,5
б) отдельные изолированные трещины . . . . . 0,001—0,01
в) развитая сеть мелких трещин . . . . . 0,01—2
г) каверны (в карстовых породах) . . . . . 0,1—3

В соответствии с различными эмпирическими связями максимальная величина вторичной пустотности может равняться

$\Phi_{тр\ max} < 0{,}1\Phi_{общ}$, когда $\Phi_{общ} < 10\%$;

$\Phi_{тр\ max} < 0{,}04\Phi_{общ}$, когда $\Phi_{общ} > 10\%$.

С точки зрения полезной емкости породы точность определения трещинной пустотности не имеет большого значения, поскольку обычно она ничтожно мала по сравнению с пустотностью, обусловленной пористостью матрицы. Но с точки зрения полезной емкости пласта-коллектора, особенно при решении задач с учетом перетока жидкости их матрицы в трещины, точность определения трещинной пустотности может играть важную роль. Оценка ее имеет большое значение только тогда, когда величина общей пористости породы очень мала (меньше 5%).

4.2.3.2. Определение трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ по данным анализа керна

Оценка общей пустотности трещиноватой породы $\Phi_{общ}$ с помощью стандартных методик не представляет никакой проблемы, особенно если трещинная пустотность пренебрежимо мала по сравнению с пористостью матрицы $\Phi_{тр} \ll \Phi_{м}$.

Аткинсон [3] при изучении пласта Элленбургер (в Западном Техасе) применила следующую методику:

а) два-четыре образца замороженного керна (без оттаивания) погружались в толуол, заполнявший рабочую колбу аппарата Дина — Старка, модифицированного для этой цели;

б) извлеченная из образцов вода замерялась после выдержки их в аппарате в течение 24 ч;

в) образцы высушивались, взвешивались сухими в атмосферных условиях, вакуумировались перед насыщением их водой и затем взвешивались в воде для определения их общего объема.

По этой методике устанавливается водонасыщенность отдельных образцов керна, прилегающих к трещинам и пустотам, а общая пустотность $\Phi_{общ}$ находится по данным для отдельных образцов корректировкой на трещины и пустоты. Результаты определений по отдельным образцам керна (без каверн и трещин) дают величину пористости матрицы.

Информация, полученная по керну пласта Элленбургер, показывает, что средняя общая пустотность $\Phi_{общ}$ равна 3,3%. На рис. 4.4. видно, что вариации значений общей пустотности $\Phi_{общ}$ в зависимости от глубины подобны вариаци-

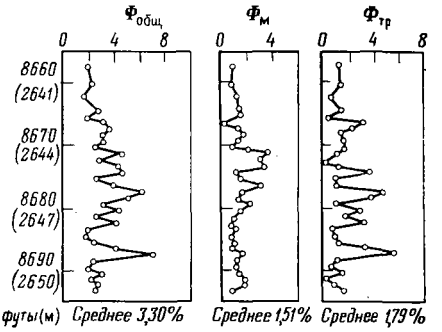


Рис. 4.4. Изменение величин общей пустотности пород $\Phi_{общ}$, пористости матрицы $\Phi_{м}$ и трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ с глубиной [3]

ям значений трещинной пустотности $\Phi_{тр}$, в то время как сходства в изменении пористости матрицы $\Phi_м$ и трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ не наблюдается.

4.2.3.3. Связь трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ с раскрытостью b и густотой $A_{г.тр}$ трещин

Если по результатам анализа керна известны средние значения раскрытости и густоты трещин, можно вычислить величину трещинной пустотности.

Как указывалось в гл. 2, объемная густота трещин выражается формулой

$$V_{г.тр} = \frac{1/2\,S}{V_{общ}},$$

где S — общая площадь поверхности трещин.

Следовательно, чтобы выразить объем пустот, площадь следует умножить на величину раскрытости b:

$$\Phi_{тр} = \frac{\text{Объем пустот}}{\text{Общий объем породы}} = \frac{1/2\,Sb}{V_{бл}} = V_{г.тр}\,b. \qquad (4.5)$$

В случае изменения раскрытости трещин необходимо ввести ее среднее значение — b.

Пример. Если средние значения $V_{г.тр}$ и b равны соответственно 40 м^2/м^3 (0,41/см) и 0,08 мм ($8\cdot10^{-3}$ см), трещинная пустотность будет равна

$$\Phi_{тр} = 8 \times 10^{-3} \times 0{,}4 = 3{,}2 \times 10^{-3} = 0{,}32\,\%.$$

4.2.3.4. Определение трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ по шлифам

При оценке трещинной пустотности путем закачки в пустотное пространство образца легко фиксируемой (под микроскопом в шлифах) жидкости предполагается, что трещины будут заполняться более полно. Следовательно, фиксируемые в шлифах трещины дают достаточно надежные значения трещинной пустотности. Но эту трещинную пустотность нельзя рассматривать вместе с общей пустотностью образца, так как погрешности измерения общей пустотности стандартными методами оказываются одного порядка с величиной трещинной пустотности. Причем неопределенность оценки возрастает, когда образец настолько мал, что его размер не превышает расстояния между двумя соседними трещинами. Следовательно, измерение трещинной пустотности по шлифам является вполне приемлемым методом, особенно когда имеется достаточное число шлифов. Исходя из параметра площадной густоты трещин, рассмотренного в гл. 2, величину трещинной пустотности можно выразить следующим уравнением:

$$\Phi_{тр} = \frac{\text{Объем пустот}}{\text{Общий объем породы}} = \frac{\text{Объем трещин}}{\text{Общий объем породы}} =$$

$$= \frac{\text{Площадь трещин} \times \text{Раскрытость трещин}}{\text{Общий объем породы}}.$$

В упрощенном случае, приведенном на рис. 4.5, видно, что истинная раскрытость b отличается от измеренной в горизонтальном плоском срезе $b_{изм}$, поэтому

$$\Phi_{тр} = \frac{b_{изм} \cos\alpha ah / \cos\alpha}{lah} = \frac{b_{изм}}{l} = \frac{b_{изм} a}{S}.$$

Для n параллельных трещин l (принадлежащих к системе трещин):

$$\Phi_{тр} = \frac{n b_{изм} a}{S} = b_{изм} A_{г.\,тр} = b_{изм} \frac{l_{тр}}{S}, \qquad (4.6)$$

где a — протяженность единичной трещины; $l_{тр}$ — общая длина трещин.

В общем случае в каждом шлифе определяются величины $b_{изм}$ и $l_{тр}$, а также площадь шлифа. Для n исследованных шлифов среднее значение $\Phi_{тр}$ будет равно

$$\Phi_{тр} = \frac{\sum_{i=1}^{n} b_{изм\,i}\, l_{тр\,i}}{\sum_{i=1}^{n} S_i}. \qquad (4.7)$$

Точность определения пустотности повышается при увеличении числа разноориентированных шлифов.

4.2.3.5. Определение трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ по геологическим данным о структуре

В гл. 1 было отмечено, что выведенное Муреем [4] уравнение (1.19) устанавливает зависимость между трещинной пустотностью и характеристиками структур. Это соотношение связывает толщину пласта H и радиус кривизны структуры R с пустотностью в соответствии с предположением о том, что складкообразование может приводить к появлению трещин, перпендикулярных к напластованию. Тогда приблизительная величина пустотности

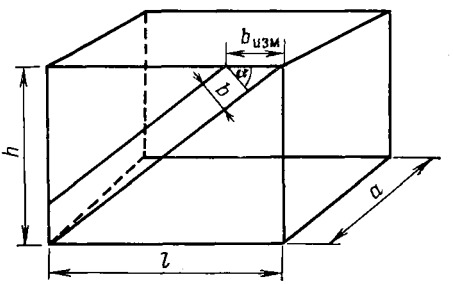


Рис. 4.5. Упрощенное изображение трещины в блоке

$$\Phi_{тр} = \frac{1}{2} H\left(\frac{d^2z}{dx^2}\right), \qquad (4.8)$$

где H — толщина пласта; d^2z/dx^2 — кривизна структуры (вторая производная профиля структуры).

Так, для месторождения Антилоп-Сэниш-Пул (пример, рассмотренный в гл. 1) при кривизне $(1{,}66 \cdot 10^{-4} \div 3{,}2)\,10^{-4}$ 1/м и $H/2 = 6$ м

$$\Phi_{тр\,min} = 6 \times 1{,}66 \times 10^{-4} = 0{,}1\%; \quad \Phi_{тр\,max} = 6 \times 3\,2 \times 10^{-4} = 0{,}2\%.$$

4.2.3.6. Оценка трещинной пустотности $\Phi_{тр}$ по данным испытания кернов при трехосном сжатии

Как указывалось в гл. 1, породы-коллекторы подвергаются воздействию нагрузки, обусловленной давлением вышележащих пород и поровым давлением P, т. е. давлением флюидов, насыщающих пустоты. Пластовые условия (давление, температура) так же, как и геологические факторы (образование разломов и складок), влияют на величину напряжений $\bar{\sigma}$ в породе-коллекторе. Поскольку в процессе истощения резервуара поровое давление P будет уменьшаться, следует ожидать изменения величины напряжения, обусловленного давлением вышележащих пород $\bar{\sigma}—P$.

Чтобы смоделировать пластовые условия, обычно в лаборатории проводят исследования при трехосном сжатии, регистрируя изменение величины пустности при действии результирующего напряжения, создаваемого весом перекрывающих пород [5]. Полученные результаты обычно изображают в координатах относительной пустотности $((\Phi—\Phi_0)/\Phi_0$ и давления $(\bar{\sigma}—P)$. Как правило, результаты опытов показывают значительное изменение относительной пустотности при низких значениях $\sigma—P$ и наоборот (рис. 4.6).

Учитывая, что правая часть кривой (рис. 4.6) соответствует условиям, при которых изменение относительной пустотности обусловлено только трещинными пустотами, можно оценить трещинную пустотность, экстраполируя прямую до $\bar{\sigma}—P = 0$.

На рис. 4.6 приведены результаты исследования трещиноватого известняка формации Кортеней ($\Phi_0 = 9{,}8\%$; $K_0 = 0{,}265$ мкм^2), относительная трещинная пустотность которого, получающаяся при экстраполяции прямого участка кривой $(\Phi - \Phi_0)/\Phi_0$ от $\bar{\sigma} - P$ равна 2,5%. Так как $\Phi - \Phi_0 = \Phi_{тр}$, то $\Phi_{тр} = 0{,}025 \times 0{,}098 = 0{,}00245 = 0{,}245\%$.

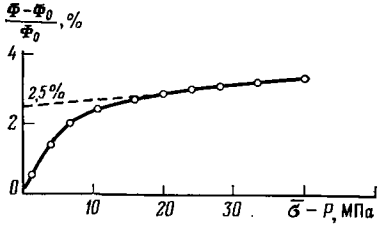


Рис. 4.6. График зависимости относительного изменения пустотности $(\Phi—\Phi_0)/\Phi_0$ от эффективного давления $(\bar{\sigma}—P)$ [5]

4.3. Проницаемость

Основная концепция определения проницаемости, установленная для обычного порового коллектора, остается в силе и для трещинных коллекторов. Но при наличии двух типов пустот (поры матрицы и трещины) можно выделить проницаемости матрицы, трещин и всей системы.

Такое выделение проницаемостей может вызвать некоторую путаницу. Особенно это касается трещинной проницаемости, которую можно интерпретировать как проницаемость единичной трещины, системы трещин, а иногда и некоторого трещиноватого объема. Поэтому ниже будут детально рассмотрены различные определения проницаемости.

4.3.1. Истинная проницаемость трещин $K_{тр}$

Истинная проницаемость трещин ассоциируется с проводимостью, замеренной при течении жидкости через единичную трещину или систему трещин, вне зависимости от окружающих пород (матрицы). По сути дела, это проводимость единичного канала (трещины) или группы каналов (сети трещин). В этом случае сечение потока определяется только площадью пустотного пространства трещины (без площади матрицы, окружающей трещину).

По упрощенной схеме блока, когда трещина параллельна направлению течения (рис. 4.7, трещина *1*), количество флюида, протекающего через трещину, определяется уравнением

$$q_{тр} = ab\,\frac{b^2}{12\mu}\,\frac{\Delta P}{l} = a\,\frac{b^3}{12\mu}\,\frac{\Delta P}{l}. \qquad (4.9)$$

Если единичная трещина образует угол с направлением потока (рис. 4,7, трещина *2*), то поперечное сечение его (ab) будет оставаться неизменным, а трещина будет проектироваться на направление течения:

$$q_{тр} = ab\,\frac{b^2\cos^2\alpha}{12\mu}\,\frac{\Delta P}{l}; \qquad (4.10)$$

с другой стороны, исходя из закона Дарси, для полного сечения потока $(A=ab)$ количество флюида можно выразить следующим образом:

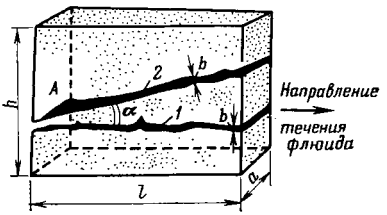


Рис. 4.7. Блок матрицы с единичной трещиной.
Для трещины *1* $\alpha=0$, для трещины *2* $\alpha\neq0$; *A* — полное сечение потока

$$q = A\frac{K_{тр}}{\mu}\frac{\Delta P}{l} = ab\frac{K'_{тр}}{\mu}\frac{\Delta P}{l}. \qquad (4.11)$$

Сопоставляя уравнения (4.11) и (4.10), получаем

$$K'_{тр} = \frac{b^2}{12}\cos^2\alpha. \qquad (4.12)$$

Для системы трещин с одинаковой ориентацией (из определения в гл. 2 следует, что систему трещин образует группа параллельных трещин) истинная проницаемость выражается следующим уравнением:

$$K'_{тр} = \frac{\cos^2\alpha}{12}\left[\sum_1^n b_i^2\right]. \qquad (4.13)$$

Для сети трещин, образованной системами трещин α, β, ... (каждая со своей ориентацией трещин), истинная проницаемость [6] равна

$$K'_{тр} = \frac{1}{12}\left[\cos^2\alpha\sum_1^{n_\alpha} b_{\alpha i}^2 + \cos^2\beta\sum_1^{n_\beta} b_{\beta i}^2 + \cdots\right].$$

4.3.2. Общепринятое выражение проницаемости трещин $K_{тр}$

Истинная проницаемость трещин, рассмотренная выше, не учитывает общий объем породы, в которой находятся единичная трещина или группа трещин, в то время как для общепринятой трещинной проницаемости (основанной на классическом определении Дарси) трещина и окружающий ее объем породы (блоки) образуют единую гидродинамическую систему. Это означает, что сечение потока (см. рис. 4.7) равно не $A=ab$, а

$$A_{бл} = ah. \qquad (4.14)$$

и, следовательно,

$$q = A_{бл}\frac{K_{тр.\,пл}}{\mu}\frac{\Delta P}{l} = ah\frac{K_{тр.\,пл}}{\mu}\frac{\Delta P}{l}. \qquad (4.15)$$

Если приравнять уравнения (4.15) и (4.9) и подставить результат в уравнение (4.12), то получим:

$$K_{тр} = K'_{тр}\frac{ab}{ah} = K'_{тр}\frac{b}{h} = \frac{b^3}{12h}. \qquad (4.16)$$

4.3.3. Проницаемость трещинно-матричной системы

Проницаемость трещинно-матричной системы может быть получена простым сложением проницаемости матрицы $K_м$ и трещин $K_{тр}$:

$$K_{тр.\,пл} = K_м + K_{тр}. \qquad (4.17)$$

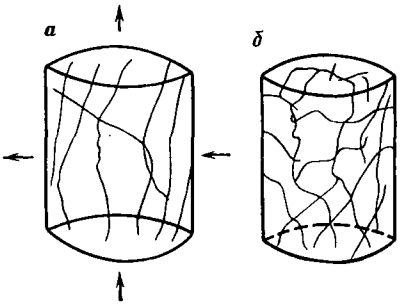


Рис. 4.8. Стандартный цилиндрический образец керна.
Трещины: *а* — ориентированные; *б* — хаотичные

Если уравнение (4.17) рассматривать применительно к блоку, показанному на рис. 4.7, то станет ясно, что общая проницаемость блока будет зависеть от направления потока. Любое изменение направления течения изменит величину $K_{тр}$, поскольку она зависит от угла между ориентацией трещины и направлением течения.

4.3.3.1. Проницаемость, определенная по керну

При использовании стандартных цилиндрических образцов керна и обычных приборов проницаемость по уравнению Дарси определяется выражением

$$K_{тр.\,пл} = \frac{Q\mu l}{A\Delta P}, \qquad (4.18)$$

которое соответствует общей проницаемости системы, а не проницаемости только матрицы или только трещин. На оценку величины $K_{тр.\,пл}$ существенное влияние оказывает также ориентация трещин относительно направления течения. Так, проницаемость керна с ориентированными трещинами (рис. 4.8, *а*) в случаях горизонтального и вертикального потоков будет различной, поскольку в керне преобладает вертикальная ориентация трещин. В то же время, если трещины ориентированы хаотично (рис. 4.8, *б*), величина $K_{тр.пл}$, определенная по уравнению (4.18), будет характеризовать проницаемость всей трещинно-матричной системы независимо от направления течения. Этот последний случай менее вероятен.

Следует заметить, что обычно в трещиноватом пласте-коллекторе довольно трудно получить представительные значения трех видов проницаемости: $K_{общ}$, $K_{тр}$ и $K_{м}$. В определенных идеализированных условиях измерения керна (см. рис. 4.8, *а*) при вертикальном и горизонтальном течениях могут дать соответственно значения $K_{верт}=K_{м}+K_{тр}$ и $K_{гор}=K_{м}$.

4.3.3.2. Проницаемость, определенная по результатам испытания скважин

В случае установившегося радиально-симметричного притока флюида в скважину проницаемость рассчитывают по классическому уравнению

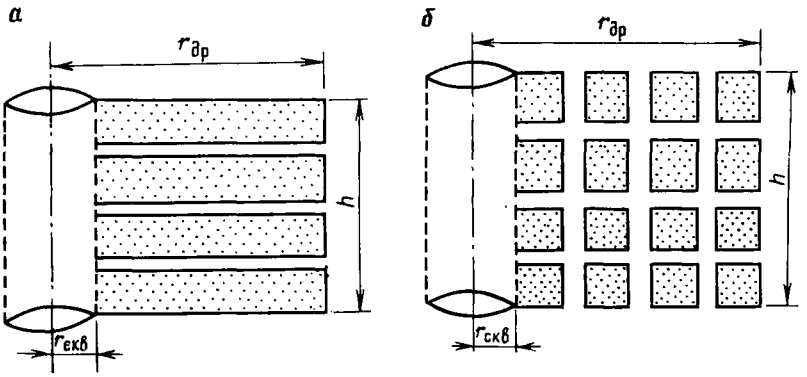


Рис. 4.9. Радиальное течение по направлению к скважине.
Модели: *а* — Каземи, *б* — Уоррена—Рута

$$K_{\text{тр. пл}} = \frac{Q\mu\,[\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}} + S]}{2\pi h \Delta P}. \qquad (4.19)$$

Связь общей проницаемости $K_{\text{тр. пл}}$, полученной по уравнению (4.19), с составляющими проницаемостями $K_{\text{м}}$ и $K_{\text{тр}}$ будет зависеть главным образом от выбранной модели пласта-коллектора. Другими словами, идеализация трещинно-матричной системы по какой-либо модели будет в дальнейшем определять соотношение между $K_{\text{тр.пл}}$ и $K_{\text{м}}$, $K_{\text{тр}}$. На рис. 4.9 показаны идеализированные модели, обычно рассматриваемые в литературе:

а) модель Каземи [7] — образована чередующимися слоями матрицы и трещинами (рис. 4.9, *а*);

б) модель Уоррена — Рута [1] — образована блоками кубической формы, разделенными ортогональной сетью трещин (рис. 4.9, *б*).

В модели Каземи течение осуществляется по слоям с различной проницаемостью параллельно напластованию и

$$K_{\text{тр. пл}} = K_{\text{м}} + K_{\text{тр}} = K_{\text{м}} + K'_{\text{тр}}\,\frac{nb}{h}.$$

В модели Уоррена — Рута механизм установившегося притока флюида совершенно другой. Блоки матрицы постоянно подпитывают трещины, и флюид течет в направлении к призабойной зоне только через сеть трещин. Следовательно, в соответствии с уравнением (4.19)

$$K_{\text{тр. пл}} = K_{\text{тр}}.$$

Вывод. При испытании скважин в условиях установившегося притока получается одно значение проницаемости, которое может интерпретироваться по моделям Каземи или Уоррена — Рута. В случае модели Каземи, где $K_{\text{м}} \ll K_{\text{тр}}$, проницаемость, получаемая по уравнению (4.19), соответствует к аппроксимации $K_{\text{тр. пл}} \sim K_{\text{тр}}$.

В случае модели Уоррена — Рута, поскольку матрица считается совсем не участвующей в процессе фильтрации в условиях установившегося притока, $K_{\text{тр.пл}}=K_{\text{тр}}$ (уравнение (4.19)). Единственным путем косвенной оценки значения $K_{\text{м}}$ является определение параметров, определяющих характер неустановившейся фильтрации (эта методика подробно будет изложена в гл. 7).

4.3.4. Проницаемость трещинных систем упрощенных моделей

Рассмотренная выше оценка проницаемости трещин по лабораторным замерам и данным испытания скважин не связывается с необходимостью знать параметры трещин (их раскрытости, ориентации, распространения и т. д.). Однако по данным о проницаемости, определенной в процессе испытания скважин, можно подобрать эквивалентную геометрическую модель, которая имела бы те же трещинные характеристики и геометрию, используя для этого модели с одной или с многочисленными трещинами. Эта методика позволяет трансформировать результаты, полученные по испытаниям скважин или анализу керна, в результаты для так называемой идеализированной модели трещиноватого пласта-коллектора.

4.3.4.1. Случай единичной трещины

Если единичная трещина подобна трещине *1* на рис. 4.7, то пустотность ее может быть выражена следующим уравнением:

$$\Phi_{\text{тр}} = \frac{alb}{alh} = \frac{b}{h}. \tag{4.20}$$

Подставив это выражение в уравнение (4.16), получим

$$K_{\text{тр}} = \frac{b^3}{12h} = \frac{b^2}{12}\Phi_{\text{тр}} = K'_{\text{тр}}\Phi_{\text{тр}}. \tag{4.21}$$

Трещинная пустотность и раскрытость трещины связываются с ее проницаемостью, исходя из уравнения (4.21), следующим образом:

$$\Phi_{\text{тр}} = \frac{b}{h} = \frac{12K_{\text{тр}}}{b^2}; \tag{4.22}$$

$$b = \sqrt[3]{12hK_{\text{тр}}} = \sqrt{12K_{\text{тр}}/\Phi_{\text{тр}}}. \tag{4.23}$$

4.3.4.2. Случай многочисленных трещин

Модель пласта с многочисленными трещинами, образованная параллельными, одинаковыми по высоте слоями матрицы, которые разделены трещинами, предопределяет параллельное трещинам на-

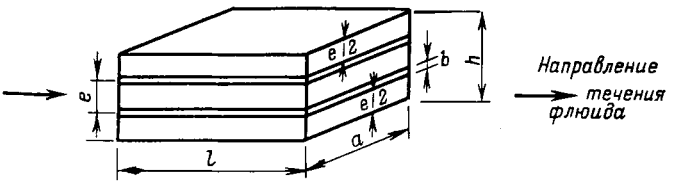


Рис. 4.10. Модель пласта с трещинами. Трещины и слои параллельны

правление течения. Такая идеализация позволяет моделировать результаты, получаемые на месторождении, на основе более простой модели фильтрации.

Фильтрация флюида по трещинам (рис. 4.10) может быть описана уравнением

$q_{тр} = n \times$ Поперечное сечение потока через трещину $\times$ Скорость течения, (4.24)

или

$$q_{тр} = nab \frac{K'_{тр}}{\mu} \frac{\Delta P}{t} = na \frac{b^3}{12\mu} \frac{\Delta P}{l}. \tag{4.25}$$

Течение флюида через n трещин может быть выражено по закону Дарси следующим уравнением:

$$q_{тр} = S \frac{K_{тр}}{\mu} \frac{\Delta P}{l} = ah \frac{K_{тр}}{\mu} \frac{\Delta P}{l}, \tag{4.26}$$

которое не учитывает идеализации условий, так как гидропроводность в нем выражена через $K_{тр}$ и в качестве поперечного сечения потока берется все поперечное сечение пласта $S = ah$. Из сопоставления уравнений (4.25) и (4.26) следует:

$$K_{тр} = \frac{nab^3}{12S} = A_{г.\,тр} \frac{b^3}{12} = \Phi_{тр} \frac{b^2}{12}, \tag{4.27}$$

или

$$K_{тр} = \frac{nab^3}{12ha} = L_{г.\,тр} \frac{b^3}{12} = A_{г.\,тр} b K'_{тр}, \tag{4.27'}$$

поскольку

$$A_{г.\,тр} = \frac{na}{S} = \frac{l_{тр}}{S} = \frac{na}{ha} = \frac{n}{h} = L_{г.тр}$$

и

$$\Phi_{тр} = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = A_{г.тр} b$$

Другие связи между проницаемостью, пустотностью, густотой трещин и средней величиной их раскрытости могут быть выражены следующими уравнениями:

$$\Phi_{тр} = \frac{nabl}{Sl} = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = \frac{nb}{h} = A_{г.тр}\, b = L_{г.тр} b;$$

$$K_{тр} = \Phi_{тр}\, \frac{b^2}{12} = K'_{тр}\, bA_{г.тр} = K'_{тр} bL_{г.тр}; \qquad (4.28)$$

$$b = \sqrt[3]{12K_{тр}/\Phi_{тр}} = \sqrt[3]{12K_{тр}/A_{г.тр}} = \sqrt[3]{12K_{тр}/L_{г.тр}};$$

$$\Phi_{тр} = \frac{12K_{тр}}{b^2} = \sqrt[3]{12K_{тр}A^2_{г.тр}}.$$

Следует заметить, что в случае хаотичного распределения трещин в матрице породы густота трещин должна быть скорректирована на $\pi/2$, тогда

$$\Phi_{тр} = \sqrt[3]{12K_{тр}(\pi/2)^2 V^2_{г.тр}} = \sqrt{29{,}6K_{тр}A^2_{г.тр}}. \qquad (4.28')$$

Линейная густота трещин также может быть выражена как величина, обратная межтрещинному интервалу:

$$L_{г.тр} = \frac{1}{e}, \qquad (4.29)$$

где e — интервал между трещинами, называемый высотой блока матрицы (см. рис. 4.10).

На рис. 4.11 дается обзор выражения проницаемости как функции различных параметров трещиноватого пласта-коллектора.

4.3.5. Определение проницаемости на установках для замера проницаемости

Точность при оценке проницаемости трещин имеет значительно большее значение, чем при оценке трещинной пустотности. В самом деле, погрешности в определении пустотности трещин ничтожны по сравнению с величиной общей пустотности и не повлияют на оценку величины объема пустот, занятых углеводородами, или так называемую общую емкость породы. В то же время погрешности определения проницаемости могут существенно исказить величину коэффициента продуктивности скважины, особенно в плотных породах. Следовательно, точность установления проницаемости имеет чрезвычайно важное значение. К сожалению, величина проницаемости, определенная по стандартной методике, совершенно неадекватна истинной величине, поскольку величина замеренной проницаемости зависит главным образом от ориентации трещин в образце относительно направления течения. Если трещины распределены не хаотично (см. рис. 4.8, *б*), а ориентированы каким-то оп-

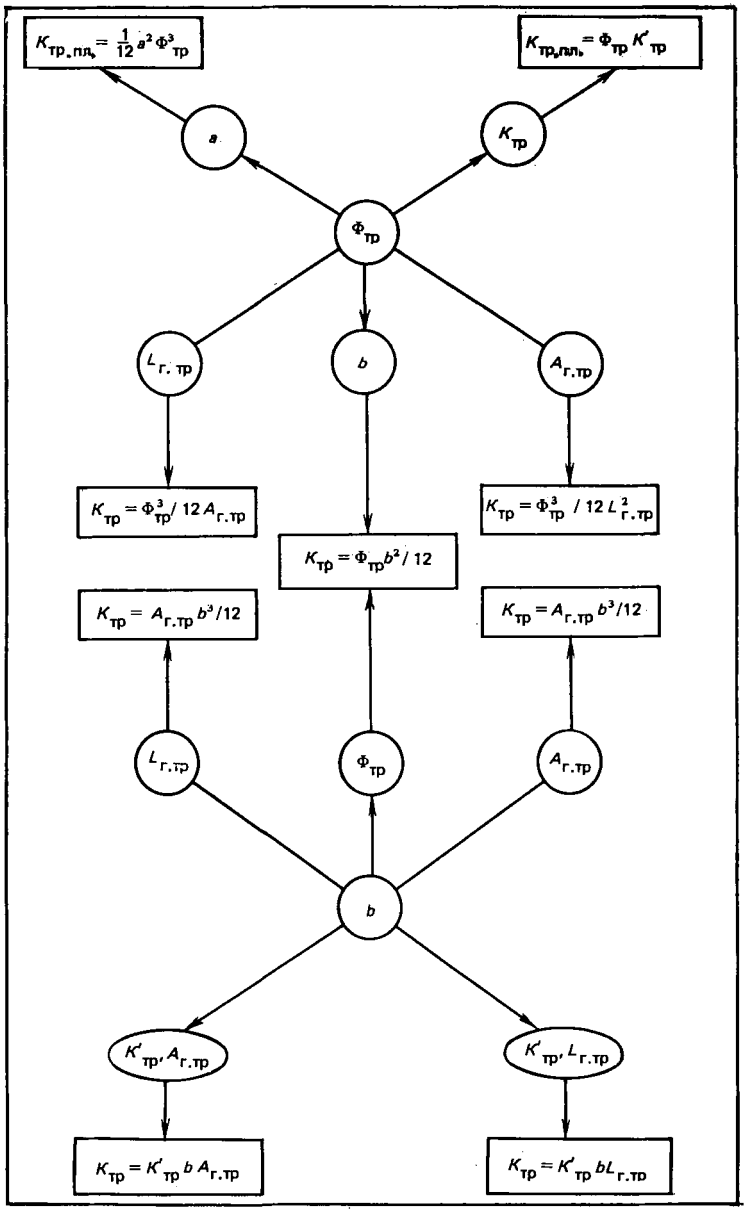


Рис. 4.11. Выражения проницаемости как функции различных параметров трещиноватости пласта-коллектора

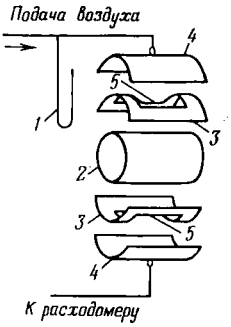


Рис. 4.12. Схема зажима керна в установке Келтона [9].
1 — манометр; *2* — керн; *3* — манжета; *4* — разрезанная трубка; *5* — отверстие в манжете

ределенным образом, методика оценки проницаемости должна быть модифицирована.

4.3.5.1. Определение проницаемости по керну

При прямых измерениях проницаемости по образцам керна трудно определить, как он был ориентирован в пласте. Отсутствие такой информации уменьшает ценность замеренной величины проницаемости, особенно если в пласте наблюдается преобладающая ориентация трещин. Следовательно, стандартная установка для измерения проницаемости должна быть заменена усовершенствованным прибором, например разработанным Келтоном [9].

4.3.5.2. Установка Келтона для измерения проницаемости

Применение методики Келтона позволяет ограничить развитие дополнительных трещин при механической обработке керна и приблизить лабораторные условия фильтрации к тем, которые могут существовать в пласте. Установка состоит из кернодержателя с двумя резиновыми манжетами, через отверстия в которых открыта четвертая часть поверхности керна (рис. 4.12).

Существенной особенностью этой установки является изменение направления течения в керне. В стандартном приборе поток направлен вдоль оси керна, в то время как здесь поток проходит только через часть боковой цилиндрической поверхности в направлении, перпендикулярном к оси керна.

а. Тип проницаемости

Оценка проницаемости проводится в два этапа. Вначале керн ориентируется так, чтобы направление течения совпадало с ориентацией основных трещин в образце. Полученная проницаемость обозначается K_{max}.

На втором этапе образец поворачивают в кернодержателе на 90°, и замеренную проницаемость обозначают $K_{90°}$.

б. Основное уравнение

Значение проницаемости при использовании установки Келтона получают по уравнению

$$K_{\text{тр. пл}} = \frac{Q}{\Delta P} \frac{\mu}{l_{\text{манж. эф}}}, \qquad (4.30)$$

ELSEVIER SCIENTIFIC PUBLISHING COMPANY
AMSTERDAM – OXFORD – NEW YORK 1982

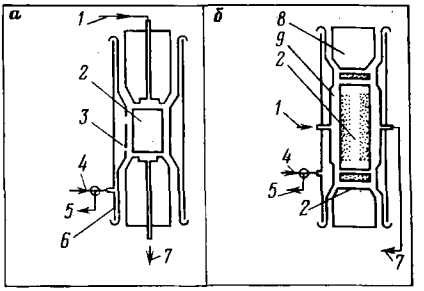


Рис. 4.15. Установка Хесслера для измерения проницаемости керна [9].

Течение: *а* — вертикальное; *б* — горизонтальное. *1* — подача воздуха с низким давлением; *2* — керн (образец); *3* — резиновая манжета; *4* — воздух для пневмоотжима; *5* — место подключения к вакуумной линии; *6* — цилиндрический корпус; *7* — резиновый шланг к расходомеру; *8* — металлическая пробка; *9* — сетка

г. Вывод

Если образец керна имеет недостаточную длину, то при оценке проницаемости возрастает неопределенность. Положение несколько улучшается при использовании образцов большого диаметра, хотя значения проницаемости могут оставаться в какой-то степени неопределенными.

4.3.5.3. Замечания относительно использования установки для измерения проницаемости

Использование стандартных методов для оценки трещинной проницаемости оказалось непригодным. Измерение трещинной проницаемости на установке Келтона было более успешным. Тем не менее вне зависимости от используемого метода при оценке проницаемости образцов трещиноватой породы встречается ряд трудностей.

а. Длина керна

Если густота трещин невелика, то длина образца может оказаться меньше расстояния между соседними трещинами и в этом случае будет замеряться проницаемость матрицы.

б. Ориентация трещин

Ориентация трещин относительно направления течения существенно изменяет результаты измерений. Лабораторные результаты нельзя использовать для моделирования направления продвижения флюида в пласте, так как радиальный поток к скважине имеет очень мало общего с линейным течением, исследуемым в лаборатории при оценке проницаемости. Этим объясняется тот факт, что значения проницаемости, полученные при испытаниях скважин, в десятки и сотни раз выше тех же значений, полученных в лабораторных условиях. По лабораторным определениям предсказать поведение пласта практически невозможно, поскольку керн при отборе ориентируется очень редко.

Дополнительные трудности возникают при проведении лабораторных замеров без воссоздания порового и горного давлений. В этом случае раскрытость трещин уменьшается в результате расширения породы. В результате проницаемость, определенная в лаборатории, окажется заниженной по сравнению с реальной проницаемостью пласта.

4.3.6. Оценка проницаемости по шлифам

Использование шлифов для оценки проницаемости может считаться весьма удовлетворительным. Но успешное применение полученных результатов в значительной степени зависит от наличия дополнительной информации относительно ориентации трещин и их густоты. Этот метод позволяет понять связь между проницаемостью и пространственным распределением сети трещин.

4.3.6.1. Аналитический метод

Оценка проницаемости по шлифам связана с измерением раскрытости трещин и их густоты.

На основании уравнений (4.28) и (4.12) можно записать следующее:

$$K_{\text{тр}} = K'_{\text{тр}} b A_{\text{г. тр}} = \frac{b^2}{12} b A_{\text{г. тр}} = \frac{b^3}{12} A_{\text{г. тр}}. \tag{4.31}$$

Подставив в (4.31) $A_{\text{г.тр}} = \Phi_{\text{тр}}/b$, получим

$$K_{\text{тр}} = \frac{1}{12} b^2 \Phi_{\text{тр}}. \tag{4.32}$$

Эти уравнения показывают, что достаточно измерить раскрытость трещин $b_{\text{изм}}$, их число и суммарную длину $l_{\text{общ}} = \Sigma l_{\text{тр}i}$, чтобы прямо оценить проницаемость (если все трещины одинаково ориентированы).

При случайной ориентации трещин в шлифе проницаемость трещин может быть выражена как

$$K_{\text{тр}} = C_1 \left(\frac{2}{\pi} b_{\text{изм}}\right)^2 \frac{b_{\text{изм}} l_{\text{общ}}}{S_{\text{шл}}} =$$

$$= C_1 \frac{4}{\pi^2} \frac{b^3_{\text{изм}} l_{\text{общ}}}{S_{\text{шл}}} = C_2 \frac{b^3_{\text{изм}} l_{\text{общ}}}{S_{\text{шл}}}, \tag{4.33}$$

где $S_{\text{шл}}$ — площадь шлифа; C_1 и C_2 — константы, зависящие от ориентации системы трещин (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Система трещин	C_1	C_2
Горизонтальных единичных	1	3,42
Вертикальных взаимно перпендикулярных	1/2	1,71
Взаимно перпендикулярных	2/3	2,28
Хаотичных	1/1	1,71

Для n шлифов с площадью поверхности $S_{шл}$, в которых существуют различные системы трещин, результирующая проницаемость будет

$$K_{тр} = C_2 \frac{\sum_{i=1}^{n} b_{изм\,i}^3 l_{общ\,i}}{\sum_{i=1}^{n} S_{шл\,i}}. \qquad (4.34)$$

Пример вычисления. Для двух взаимно перпендикулярных трещин имеются следующие данные: $b_1 = 20$ мкм; $b_2 = 35$ мкм; $l_1 = 6$ мм; $l_2 = 5$ мм; $S_{шл} = 0{,}2$ см^2.
Тогда

$$K_{тр} = 2{,}28 \times 10^6 \left[\frac{(20 \times 10^{-4})^3 \times 0{,}6 + (35 \times 10^{-4})^3 \times 0{,}5}{0{,}2} \right] =$$
$$= 299 \text{ мD} = 0{,}299 \text{ мкм}^2.$$

4.3.6.2. Эмпирический метод

Эмпирический метод основан на визуальной оценке по шлифам типа пористости, формы каналов, их связи и т. д. В шлифах определяются тип породы, пористость, размер и форма пор, а затем на основе метода Теодоровича [10], в дальнейшем усовершенствованного Ашенбреннером [11], оценивается проницаемость.

Оценка проницаемости производится по эмпирическому уравнению:

$$K = ABCD. \qquad (4.35)$$

Параметр А (табл. 4.2) изменяется в пределах 2—64. Породы с пустотностью II типа отличаются наибольшими значениями A.

Параметр B (табл. 4.3) имеет тот же порядок, что и пористость матрицы. Из опыта видно, что уменьшение проницаемости связано с уплотнением пород (более низкая проницаемость характерна для более уплотненных пород).

Параметр C (табл. 4.4) связан с размером пустот и учитывает наличие каверн. Вклад этого параметра в величину проницаемости мал по сравнению с вкладом параметра A.

Таблица 4.2

Тип пустотного пространства	Характеристика типа	Характеристика подтипов	*A*
I	Система достаточно однородных проводящих каналов	С очень узкими проводящими каналами (средний диаметр $\sim 0{,}01$ мм), обычно невидимыми в петрографическом микроскопе при обычном увеличении	2
		С редкими относительно широкими каналами (средний диаметр $\sim 0{,}02$ мм), видимыми в шлифах	4
		С небольшим количеством относительно широких каналов, видимых в шлифах	8
		С многочисленными относительно широкими каналами, видимыми в шлифах, или с небольшим количеством широких каналов (средний диаметр $\geqslant 0{,}04$ мм)	16
		С обилием широких каналов или с очень широкими проводящими каналами	32
II	Система резко различающихся по форме проводящих каналов	С низкой пористостью, поры относительно однородны по размерам и распространению	8
		С высокой пористостью или с пористостью, варьирующей от низкой до высокой:	
		поры разные по размеру	16—32
		поры кавернозные и неправильные по очертаниям	32—64
III	Межзерновые поровые каналы	С очень низкой пористостью проводящих каналов	6
		С низкой пористостью проводящих каналов	12
		Проводящие каналы с пониженной пористостью	24
IV	Хорошо выраженные межзерновые поры	С сообщающимся поровым пространством между ромбоэдральными зернами	10
		С сообщающимся поровым пространством между субугловато-субокругленными зернами	20
		С сообщающимся поровым пространством между округленными и хорошо округленными зернами	30

Таблица 4.3

Характеристика матрицы	Эффективная пористость, %	B
Очень пористая	>25	25—30
Пористая	15—25	17
Умеренно пористая	10—15	10
Поры обильны	5—10	2—5
Поры присутствуют	2—5	0,5—1,0
Поры встречаются	<2	0

Таблица 4.4

Размеры пустот	Максимальный размер пустот, мм	C
Большие каверны	>2,00	16
Каверны от средних до больших	0,50—2,00	4
Средние поры	0,25—1,00	2
Поры от тонких до средних	0,10—0,50	1
Поры от очень тонких до тонких	0,05—0,25	0,5
Очень тонкие поры	0,01—0,10	0,25
От чрезвычайно до очень тонких	<0,10, частично <0,01	0,125
В основном чрезвычайно тонкие поры	<0,03, частично <0,01	0,0625

Таблица 4.5

Форма пор	D
Более или менее изометричные	1
Продолговатые	2
Очень вытянутые или вытянутые полосами с проводящими каналами	4

Параметр D (табл. 4.5) обусловлен формой пор. Его влияние на величину проницаемости по сравнению с остальными параметрами наименьшее. Ашенбреннер упоминает, что была найдена вполне приемлемая корреляционная связь замеренной проницаемости в карбонатных породах с результатами, полученными по методу Теодоровича. Наблюдаемые отклонения в среднем составляли 12—15%.

Пределы изменения проницаемости, определенные на основе проводимости каналов, установленной по шлифам, имеют следующие значения:

	D, мм	K, мкм²
Проводящие каналы	0,01	0,002—0,016
Взаимосвязанные поры	0,02	0,03—0,075
Большое число каналов	0,03	0,6—0,8
Изобилие широких взаимосвязанных каналов	0,04	1,2—1,3

4.3.7. Оценка проницаемости по геологическим данным

Взаимосвязь между структурной геологией и свойствами трещиноватых горных пород (проницаемость и пустотность (пористость)) была рассмотрена в гл. 1.

Проницаемость может быть рассчитана по аналогии с обычным потоком в пористой среде, как было показано в уравнении (1.23). Более простым и прямым путем является выражение проницаемости через пористость посредством одного из уравнений, приведенных в табл. 4.6.

Из уравнения

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{1}{12\, A^2_{\text{г.тр}}}\, \Phi^3_{\text{тр}} \tag{4.36}$$

следует, что проницаемость является функцией пористости и густоты трещин. Учитывая, что пористость может быть выражена как

$$\Phi_{\text{тр}} = \frac{1}{2} H \left(\frac{d^2z}{dx^2}\right), \tag{4.37}$$

$$A_{\text{г.тр}} = \frac{H}{S}, \tag{4.38}$$

можно прийти к выражению

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{1}{12}\frac{S^2}{H^2}\frac{1}{8}\left(H\frac{d^2z}{dx^2}\right)^3. \tag{4.39}$$

Поскольку раскрытость трещины b (рис. 4.16) изменяется вследствие складкообразования (линейная вариация $b=aH$), проницаемость следует брать как среднюю, эквивалентную половине величины, получаемой по уравнению (4.39):

$$K_{\text{тр.пл}} \approx \frac{1}{48}\frac{S^2}{H^2}\left(H\frac{d^2z}{dx^2}\right)^3, \tag{4.40}$$

или

$$K_{\text{тр}} \approx 0{,}02\, e^2 \left(H\frac{d^2z}{dx^2}\right)^3, \tag{4.41}$$

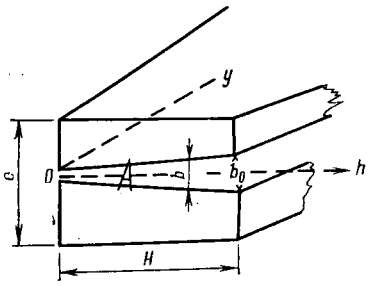


Рис. 4.16. Поперечный разрез трещины

где $K_{\text{тр.пл}}$ выражено в см^2; e — в см; H — в м; d^2z/dx^2 — в 1/м.

Чтобы определить величину $K_{\text{тр.пл}}$ в мкм^2, можно воспользоваться уравнением

$$K_{\text{тр}} = 0{,}2\times 10^7 e^2 \left(H\frac{d^2z}{dx^2}\right). \tag{4.41'}$$

Замечание. Принятые упрощения типов трещин и их формы уменьшают значимость результатов (уравнение 4.41) до нескольких очень ограниченных случаев. Однако порядок полученных величин может быть использован для сравнения с величинами трещинной проницаемости, полученными по другим методикам.

Пример. Если в продуктивном пласте толщиной $H=6$ м, имеющем кривизну $d^2z/dx^2=3{,}32\cdot10^{-4}$ 1/м, расстояние между соседними трещинами $e=10$ см, то проницаемость будет равна

$$K_{\text{тр.пл}} = 0{,}2\times10^7\times100\,(6\times3{,}32\times10^{-4})^3 \approx 1{,}6 \text{ мкм}^2.$$

Для другой зоны, расположенной ниже, $H=3$ м, $d^2z/dx^2=0{,}33\cdot10^{-4}$ 1/м, $e=10$ см. Проницаемость здесь будет равна

$$K_{\text{тр.пл}} = 0{,}2\times10^7\times100\,(3\times0{,}33\times10^{-4})^3 \approx 0{,}0002 \text{ мкм}^2.$$

Приведенный пример ясно показывает важность знания кривизны структуры для выбора расположения скважин. При малой кривизне трещинная проницаемость в залежи уменьшается до проницаемости матрицы, в то время как при большой кривизне коэффициенты продуктивности скважин значительно увеличиваются.

4.3.8. Зависимость проницаемости от горного давления

Для установления зависимости проницаемости от давления, обусловленного весом перекрывающих пород, были проведены такие же исследования, как и при изучении пористости [5].

Трехосное сжатие образца породы и снятие с него нагрузки эквивалентны изменению $\bar{\sigma}$—P, где $\bar{\sigma}$ — давление (напряжение), обусловленное весом перекрывающих пород, P — поровое давление. Эксперименты проводились на образце известняка с межзерновой пустотностью при упругой и упруго-пластичной деформациях.

4.3.8.1. Образец известняка с межзерновой пустотностью

В опыте с образцом известняка пористостью $\Phi_0=17\%$ и проницаемостью $K_0=0{,}034$ мкм^2 по мере увеличения сжатия до 10 МПа

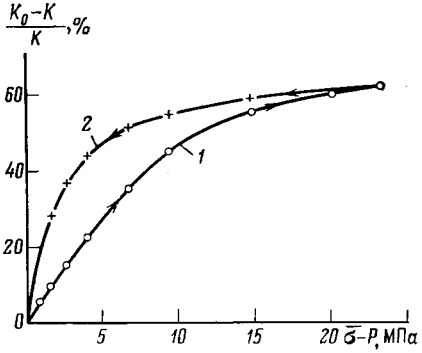


Рис. 4.17. График зависимости относительного изменения проницаемости $(K_0—K)/K$ от эффективного давления $(\bar{\sigma}—P)$ при температуре 20°С для известняка Чейли с межзерновой пористостью (Парижский бассейн) [5]
Кривые: *1* — сжатия; *2* — снятия нагрузки

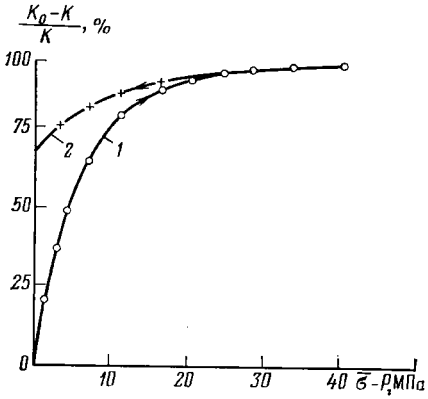


Рис. 4.18. График зависимости относительного изменения проницаемости $(K_0—\overline{K})/K$ от эффективного давления $(\sigma—P)$ для трещиноватого известняка Кортней (Парижский бассейн) [5].

Кривые: *1* — сжатия; *2* — снятия нагрузки

наблюдалось линейное уменьшение проницаемости, а затем — незначительное параболическое. Во время декомпрессии отмечался гистерезис: проницаемость по величине при одних и тех же значениях давления была меньше, чем во время сжатия. Но при $\sigma—P=0$ проницаемость породы оказалась равной первоначальному значению (рис. 4.17).

4.3.8.2. Образец трещиноватого известняка

Трещиноватый известняк формации Кортеней пористостью $\Phi_0=9{,}8\%$ и проницаемостью $K_0=0{,}265$ мкм^2 испытывался при сжатии. После быстрого по линейному закону уменьшения проницаемости при возрастании давления до 10 МПа наблюдалось медленное ее уменьшение (параболическое) практически до нулевого значения при давлении 40 МПа.

При снятии нагрузки деформации остались постоянными, и проницаемость возросла только до 25% первоначальной величины (рис. 4.18).

4.4. Изучение основных параметров пород

K, Ф, S

Под стандартным изучением основных параметров поровых пород залежи понимается оценка в лабораторных условиях пустотности Ф, проницаемости K и насыщенности S. В случае двойной пустотности пласта-коллектора оценка этих параметров оказывается более сложной.

При сравнении данных, полученных в лаборатории (особенно это касается $\Phi_{тр}$, $K_{тр.пл}$, $K_{тр}$, $S_{в.о}$), с промысловыми результатами, как правило, наблюдаются существенные различия. Информация по залежи совместно с лабораторными данными все больше и больше используется для создания упрощенной геометрической модели [1, 6, 7, 12, 13] трещиноватого пласта-коллектора. Целью создания

модели является коррелирование параметров, таких, как Ф, K и S, с идеализированной матрично-трещинной системой, характеризующейся определенной формой блоков матрицы, геометрией сети трещин, их раскрытостью, густотой и т. д. Перед тем как рассмотреть корреляцию идеализированных моделей с промысловыми данными, нужно исследовать связи основных параметров.

4.4.1. Флюидонасыщенность в трещиноватом коллекторе

В трещиноватом пласте-коллекторе насыщенность матрицы флюидом аналогична насыщенности порового коллектора. Насыщенность оценивается по ГИС (непрямой метод) или в лаборатории прямыми измерениями.

Вторичная пустотность (сеть трещин, каверны) при низком ее значении по сравнению с значением первичной пустотности (пористости) практически не влияет на величину насыщенности углеводородами единицы объема пласта. В любом случае можно считать, что трещина на 100% насыщена соответствующими флюидами (водой в водяной зоне, нефтью в нефтяной и т. д.). Но проблема флюидонасыщенности трещиноватого пласта-коллектора должна исследоваться с точки зрения системы двойной пустотности. В этом случае взаимосвязь матричной и трещинной насыщенности имеет ряд особенностей.

4.4.1.1. Отсутствие переходной зоны в трещиноватом пласте-коллекторе

Объяснение этого парадоксального факта довольно простое. Деление на зоны в трещиноватом пласте обусловлено распределением флюидов в сети трещин. Поскольку капиллярные силы в сети трещин пренебрежимо малы по сравнению с гравитационными силами, контакты флюидов (вода — нефть, газ — нефть, вода — газ) будут представлять собой очень четкие горизонтальные плоскости (рис. 4.19).

Следовательно, водонефтяной или газонефтяной контакты в трещинной системе по всему пласту отделят водяную зону от нефтяной, а нефтяную от газовой.

4.4.1.2. Наличие зон с высокой водонасыщенностью, не связанных с водонефтяным контактом

Если растрескивание пород в трещиноватом пласте произошло до миграции в него углеводородов, то в пределах нефтяной зоны можно найти изменения в водонасыщенности, которые не связаны с положением зеркала воды и переходной зоны. Чтобы продемонстрировать это явление, обратимся к рис. 4.19, где показана упрощенная схема трещиноватого пласта-коллектора. Пористость матрицы при-

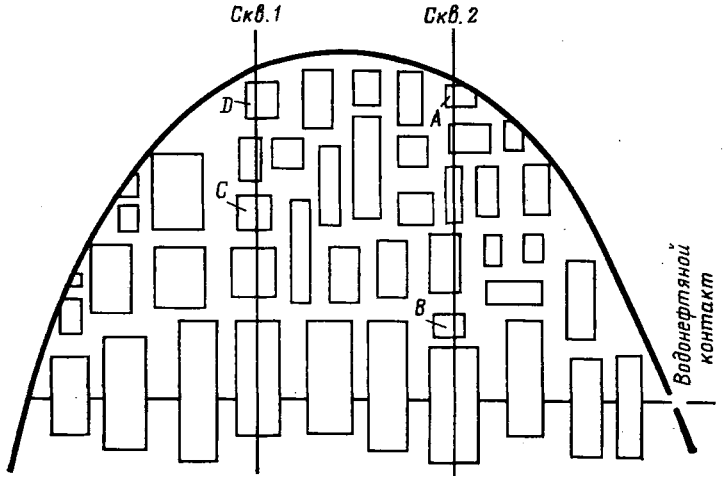


Рис. 4.19. Трещиноватый пласт-коллектор, образованный блоками матрицы различного размера.
A, B, C, D — блоки матрицы

нимается постоянной, а средняя высота блока матрица изменяется вследствие процесса распространения растрескивания. В небольших блоках *A*, *B*, *C* и *D* будет наблюдаться высокая водонасыщенность. Поиск какой-либо связи высокой водонасыщенности с положением этих блоков относительно водонефтяного контакта будет бесплодным, поскольку блоки расположены далеко от переходной зоны. Объяснение этого явления простое. Во время миграции и аккумуляции нефти капиллярные силы $P_к$, препятствующие внедрению в капиллярные каналы несмачивающей фазы (нефти), оказались больше гравитационных сил из-за небольшой высоты блоков $h_{бл}$:

$$P_к > h_{бл}\,\Delta\gamma.$$

В остальных блоках в скв. 1 и 2 с большей высотой, чем блоки *A, B, C* и *D,* гравитационные силы были больше, чем капиллярные, и матрица этих блоков насыщена углеводородами более полно.

Можно сделать вывод, что величина капиллярных сил (капиллярного давления), высота блоков матрицы и плотность трещин играют важную роль в распределении насыщенности в трещиноватом пласте (в дальнейшем физический аспект этой проблемы будет обсуждаться в разделе 4.6, а также в главах 9 и 10).

4.4.2. Связь проницаемости с пустотностью

Связь между проницаемостью и пустотностью в трещиноватом пласте отличается от подобной связи в поровом коллекторе, поскольку в первом имеются как первичные, так и вторичные свойства.

В общем проблема первичной межзерновой пористости сводится к определению связи между Φ и K, которая похожа на связь в поровом коллекторе, в то время как для сети трещин поиск такой связи требует другого подхода.

4.4.2.1. Связь $\Phi_{тр}$ и $K_{тр}$ в системе трещин

Эту проблему можно изучать на упрощенной геометрической модели и результаты применять для решения специальных проблем гидродинамики или для интерпретации данных исследования скважин.

а. Зависимость $\Phi_{тр}$—$K_{тр}$ в моделях с упрощенной геометрией

Сложная трещинно-матричная структура может быть сведена к блокам простой геометрической формы (параллелепипеды, кубы, сферы и т. д.), разделенным равномерно расположенными интервалами, которые соответствуют пустотам трещин. Блоки могут быть различной геометрической формы, такие, как показаны на рис. 4.20: пластины, бруски (спички), кубы. Размер и формы блоков зависят от плотности трещин и их типа. Например, если густота горизонтальных трещин равна густоте вертикальных, блок матрицы по форме приближается к кубу. Если густота вертикальных

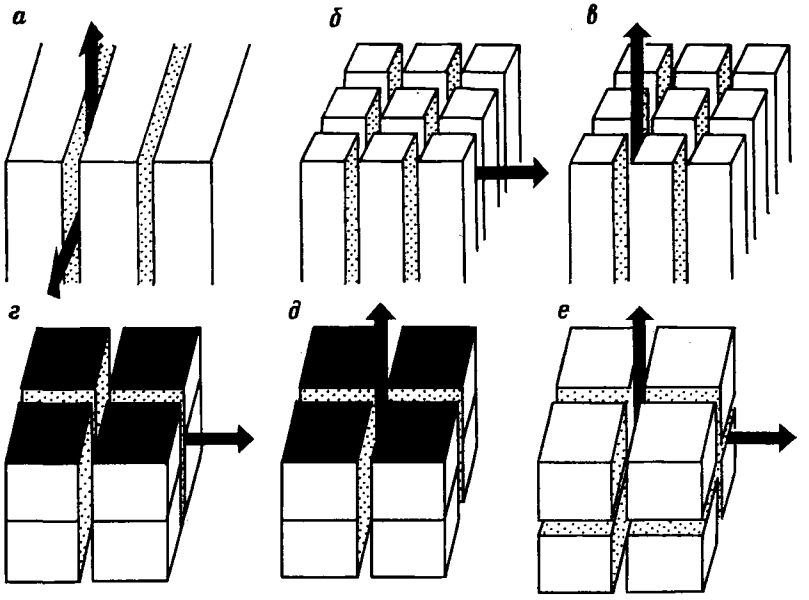


Рис. 4.20. Геометрически упрощенная форма блоков матрицы [13].
а — пластины; *б, в* — бруски (спички); *г, д, е* — кубы. Стрелками показано направление потока

трещин превосходит густоту горизонтальных, блоки будут иметь форму вытянутого параллелепипеда, а при обратном соотношении блоки будут представлять собой плоские параллелепипеды (что рассмотрено в гл. 2, часть 2.3.2).

Для моделей, показанных на рис. 4.20, основные параметры — пористость $\Phi_{тр}$ и густота трещин $A_{г.тр}$ — приведены в табл. 4.6.

Проницаемость $K_{тр}$ представлена в виде функции размера a пористого блока или раскрытости трещины b уравнениями с учетом размерностей или без учета.

Пример. Определить проницаемость для модели 5. Для модели 5 основными уравнениями являются:

площадная густота трещин

$$A_{г.тр} = \frac{nl}{\text{Поверхность}} = \frac{2}{a^2} = \frac{2}{a};$$

объемная и линейная густота трещин соответственно

$$V_{г.тр} = 6a^2/a^3;\ L_{г.тр} = \frac{n}{l} = \frac{2}{a}.$$

Проницаемость как функция ширины трещин будет получена по уравнению (4.28):

$$K_{тр} = \Phi_{тр}\frac{b^2}{12};\quad \Phi_{тр} = \frac{2b}{a};$$

$$K_{тр} = \Phi_{тр}\frac{(\Phi_{тр}\,a/2)^2}{12} = \frac{1}{48}a^2\Phi_{тр}^3$$

и при учете размерностей K — мкм^2, a — см, b — мкм и $\Phi_{тр}$ — доли единицы

$$K_{тр} = 2{,}08\,a^2\,\Phi_{тр}^3;\quad K_{тр} = 8{,}33\times 10^{-4}b^2\,\Phi_{тр}.$$

б. Зависимость $\Phi_{тр}$—$K_{тр}$ для неравномерных параллельных трещин

Для систем с одной или многими трещинами уравнения зависимости были рассмотрены ранее:

система с одной трещиной — уравнение (4.22):

$$\Phi_{тр} = \frac{12}{b^2}K_{тр}.$$

система со многими трещинами — уравнение (4.28):

$$\Phi_{тр} = \sqrt[3]{12K_{тр}/A_{г.тр}^2};$$

система с хаотичным распределением трещин — уравнение (4.28)′:

$$\Phi_{тр} = \sqrt[3]{29{,}6\,K_{тр}\,A_{г.тр}^2}.$$

Таблица 4.6

Модель		Уравнения без учета размерности				Уравнения с учетом размерности			
№	тип	$A_{г.тр}$	$\Phi_{тр}$	$K_{тр}(\Phi_{тр}, a)$	$K_{тр}(\Phi_{тр}, b)$	$A_{г.тр}$, $см^{-1}$	$\Phi_{тр}$, %	$K_{тр}(\Phi_{тр}, a)$, $мкм^2$	$K_{тр}(\Phi_{тр}, b)$, $мкм^2$
1	Слои	$\frac{1}{a}$	$\frac{b}{a}$	$12a^2\Phi_{тр}^3$	$\frac{1}{12}b^2\Phi_{тр}$	$\frac{1}{a}$	$100\frac{b}{a}$	$8{,}33a^2\Phi_{тр}^3$	$8{,}33\times10^{-4}b^2\Phi_{тр}$
2	Бруски	$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96}a^2\Phi_{тр}^3$	$\frac{1}{24}b^2\Phi_{тр}$	$\frac{1}{a}$	$100\frac{2b}{a}$	$1{,}04a^2\Phi_{тр}^3$	$4{,}16\times10^{-4}b^2\Phi_{тр}$
3	Бруски	$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48}a^2\Phi_{тр}^3$	$\frac{1}{12}b^2\Phi_{тр}$	$\frac{2}{a}$	$100\frac{2b}{a}$	$2{,}08a^2\Phi_{тр}^3$	$8{,}33\times10^{-4}b^2\Phi_{тр}$
4	Кубы	$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96}a^2\Phi_{тр}^3$	$\frac{1}{12}b^2\Phi_{тр}$	$\frac{1}{a}$	$100\frac{2b}{a}$	$1{,}04a^2\Phi_{тр}^3$	$4{,}16\times10^{-4}b^2\Phi_{тр}$
5	Кубы	$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48}a^2\Phi_{тр}^3$	$\frac{1}{12}b^2\Phi_{тр}$	$\frac{2}{a}$	$100\frac{2b}{a}$	$2{,}08a^2\Phi_{тр}^3$	$8{,}33\times10^{-4}b^2\Phi_{тр}$
6	Кубы	$\frac{2}{a}$	$\frac{3b}{a}$	$\frac{1}{162}a^2\Phi_{тр}^3$	$\frac{1}{18}b^2\Phi_{тр}$	$\frac{2}{a}$	$100\frac{3b}{a}$	$0{,}62a^2\Phi_{тр}^3$	$5{,}55\times10^{-4}b^2\Phi_{тр}$

Примечание. Единицы измерения: a — см; b — мкм.

в. Зависимость $\Phi_{тр}$—$K_{тр}$ по данным исследования скважин

Можно установить связь между уравнением (4.28)′ и значением $K_{тр}$, полученным при испытании нефтяной скважины в условиях стационарного притока:

$$K_{тр.пл}=PI\,\frac{B\mu\ln(r_{др}/r_{скв})}{2\pi h}. \qquad (4.42)$$

Тогда для нефтяной скважины [14]

$$\Phi_{тр}=\frac{1}{577{,}9}\left[\frac{PI}{10}\,\frac{B_н\mu_н\log(r_{др}/r_{скв})}{h}\,A^2_{г.тр}\right]^{1/3}, \qquad (4.43)$$

где $\Phi_{тр}$ — доли единицы; PI — (м³/сут)/МПа; $\mu_н$ — мПа·с; h — м; $A_{г.тр}$ — 1/см.

Для газовой скважины в трещиноватом пласте-коллекторе пустотность как функция продуктивности D будет равна

$$\Phi_{тр}=\frac{1}{458}\left[D\,\frac{(273+T)\,Z\,\mu\log(r_{др}/r_{скв})}{(273+T_0)\,h}\,A^2_{г.тр}\right]^{1/3}, \qquad (4.43)'$$

где T — °С;

$$D=\frac{1}{100}\,\frac{q}{A(P)^2},\ (м^3/сут)/МПа^2.$$

Если коллектор анизотропен, то необходимо ввести поправку на анизотропию $J_{аниз}$:

$$\Phi_{тр.аниз}=\Phi_{тр}J_{аниз},$$

где

$$J_{аниз}=\left[\left(\frac{K_{11}}{K_{22}}\right)^2+\left(\frac{K_{22}}{K_{11}}\right)^2\right]^{1/3},$$

если брать два ортогональных направления 11 и 22.

г. Примеры расчетов

При испытании скважины в трещинном коллекторе были получены следующие данные: установившийся дебит нефти $Q=1880$ м³/сут; установившаяся депрессия $\Delta P=0{,}47$ МПа.

Известны: вязкость нефти $\mu_н=1{,}5$ мПа·с, объемный коэффициент нефти $B_н=1{,}2$, мощность пласта $h=100$ м (10^4 см), площадная густота трещин $A_{г.тр}=3$ 1/м (0,03 1/см), радиус дренирования $r_{др}=2000$ м, радиус скважины $r_{скв}=10$ см.

Хаотичное распространение трещин. Проницаемость $K_{тр.пл}$ по уравнению (4.42) равна

$$K_{тр.пл}=PI\,\frac{B_н\mu_н\log(2000/0{,}1)}{6{,}28\,h}=$$

$$=\frac{1880}{0{,}47}\,\frac{1{,}2\times1{,}5\log(2000/0{,}1)}{6{,}28\times10^4}\,\frac{1}{0{,}0864}=0{,}57\ мкм^2.$$

Пустотность в случае хаотичного распространения трещин:

$$\Phi_{тр} = \frac{1}{577,9}\left[\frac{1880}{0,47}\,\frac{1,2\times 1,5\log(2000/0,1)}{100}\,0,03^2\right]^{1/3} = 5,2\times 10^{-4} =$$

$$= 0,052\ \%.$$

Идеализированный смоделированный коллектор. Если полученные результаты преобразовать для трещиноватого пласта-коллектора, идеализированного по модели 4 (см. табл. 4.6) с целью определения размера блока a и раскрытости трещин b по $K_{тр}$ и $\Phi_{тр}$, то получим

$$b = \sqrt{\frac{K_{тр}}{4,16\times 10^{-4}}\,\frac{1}{\Phi_{тр}}} = \sqrt{\frac{0,57\times 10^4}{4,16\times 0,052}} = 162 \text{ мкм}.$$

$$a = \sqrt{\frac{K_{тр}}{1,04\,\Phi_{тр}^3}} = \sqrt{\frac{0,57}{1,04\times 0,052^3}} = 62,4 \text{ см}.$$

Новая густота трещин равна

$$A_{г.тр} = \frac{1}{a} = \frac{1}{62,4} = 0,0162,\ 1/\text{см}.$$

Трещинная пустотность, определенная по уравнению, будет такой же, что и установленная при исследовании скважин:

$$\Phi_{тр} = \frac{2b}{100a} = \frac{2\times 162}{100\times 62,4} = 0,052\ \%.$$

Если эти данные применить для модели 6 по той же методике, то получим:

$$b = \sqrt{\frac{K_{тр}}{\Phi_{тр}}\,\frac{10^4}{5,55}} = \sqrt{\frac{0.57}{0,052}\,\frac{10^4}{5,55}} = 140 \text{ мкм};$$

$$a = \sqrt{\frac{K_{тр}}{\Phi_{тр}^3}\,\frac{1}{0,62}} = \sqrt{\frac{0,57}{0,052^3}\,\frac{1}{0,62}} = 80,8 \text{ см}.$$

Новая густота трещин

$$A_{г.тр} = \frac{2}{a} = \frac{2}{80,8} = 0,0248.$$

Проверяя значение $\Phi_{тр}$ по параметрам a и b, получим

$$\Phi_{тр} = 0,03\left(\frac{b}{a}\right) = 0,052\ \%.$$

Проницаемость матрицы $K_м$. Для условий испытаний при установившемся притоке проницаемость трещин определяется по коэффициенту продуктивности трещинной системы. При этом могут возникнуть вопросы — питает ли матрица трещины и каков должен

быть порядок величины проницаемости матрицы для обеспечения такого притока?

Обращаясь к тому же примеру расчетов для различных режимов залежей, получаем дебит одного блока ($Q_{бл\,1}$) для фазы простого расширения по условиям модели 6 (табл. 4.6):

$$Q_{бл\,1} = 12a\frac{K_м}{\mu}\Delta P$$

и, следовательно,

$$PI_{бл\,1} = 12\,a\,\frac{K_м}{\mu}.$$

Число блоков

$$n = \frac{V_{общ}}{V_{бл\,1}} = \frac{hRA}{a^3} = \frac{RAh}{a^3}.$$

Коэффициент продуктивности всего пласта-коллектора равен

$$(PI)_{общ} = n\,(PI)_{бл\,1} = 12\frac{RAh}{a^2}\,\frac{K_м}{\mu},$$

или

$$K_м = (PI)_{общ}\,a^2\mu/12\,RAh.$$

Как видим, в случае упругого режима даже очень низкая проницаемость матрицы может свободно обеспечить высокую продуктивность. При размере блока a=0,8 м, радиусе дренирования 500 м получается, что проницаемость, равная $5\cdot10^{-6}$ мкм^2, обеспечивает продуктивность 1000 м^3/сут/МПа при μ=1,017 мПа·с и $h=a=$ =80 см:

$$K = \frac{1000\times0{,}8^2\times1{,}017}{12\pi\,500^2}\,\frac{1}{0{,}8} = 5\cdot10^{-6}\ \text{мкм}^2.$$

Гравитационный режим. Как будет рассмотрено в главах 9 и 10, при гравитационном режиме можно получить уравнения только для дебита скважин (а не для коэффициента продуктивности). Первоначальный приток при гравитационном режиме (за счет впитывания воды) для единичного блока, мгновенно погруженного в воду, выражается уравнением

$$Q_{г.бл\,1} = A^2\frac{K_м}{B_н\mu_н}\Delta\gamma.$$

Если считать, что $\Delta\gamma = (\gamma_в - \gamma_н) = 0{,}2\times10^{-3}$ кг/см^3; $a=h=0{,}8$ м; $B_н=1{,}2$; $\mu_н=1{,}5$ мПа·с, то

$$Q_{г.бл\,1} = (0{,}8\times10^2)^2\,\frac{K_м}{1{,}2\times1{,}5}\,0{,}2\times10^{-3}\times0{,}0864 = 0{,}061\,K_м\ \text{м}^3/\text{сут}.$$

Для каждого ряда блоков площадь при радиусе дренирования 2000 м равна

$$RA_{ряд} = \pi\,(2\times10^3)^2 = 12{,}56\times10^6\ \text{м}^2.$$

Тогда число блоков равно

$$n = 12{,}56 \times 10^6 / 0{,}64 = 19{,}62 \times 10^6.$$

При таком числе блоков одного ряда дебит в м³/сут будет равен

$$Q_{\text{г.ряд}} = Q_{\text{г.ряд}} \times n = 0{,}061 \times 19{,}62 \times 10^6 K_{\text{м}} = 1{,}2 \times 10^6 K_{\text{м}}.$$

Дебиты свыше 1000 м³/сут и выше 10 000 м³/сут будут получены, если первый ряд блоков полностью заводнен и проницаемость в первом случае выше 0,001 мкм², во втором — выше 0,01 мкм². Если обводнены десять рядов, то такие дебиты будут получены при матричной проницаемости, равной соответственно 0,0001 в первом случае и 0,001 мкм² во втором.

Необходимо помнить, что и при гравитационном режиме в случае низкой проницаемости матрицы в трещиноватом пласте-коллекторе при наличии системы с двойной пустотностью могут наблюдаться обильные притоки жидкости.

4.4.2.2. Связь Ф и K в породах матрицы

Связь между пористостью $\Phi_{\text{м}}$ и проницаемостью $K_{\text{м}}$ пород матрицы определяется классическим уравнением

$$K_{\text{м}} = e^{a\Phi_{\text{м}} + b} \tag{4.44}$$

или

$$\log K_{\text{м}} = a^{\Phi_{\text{м}} + b}. \tag{4.45}$$

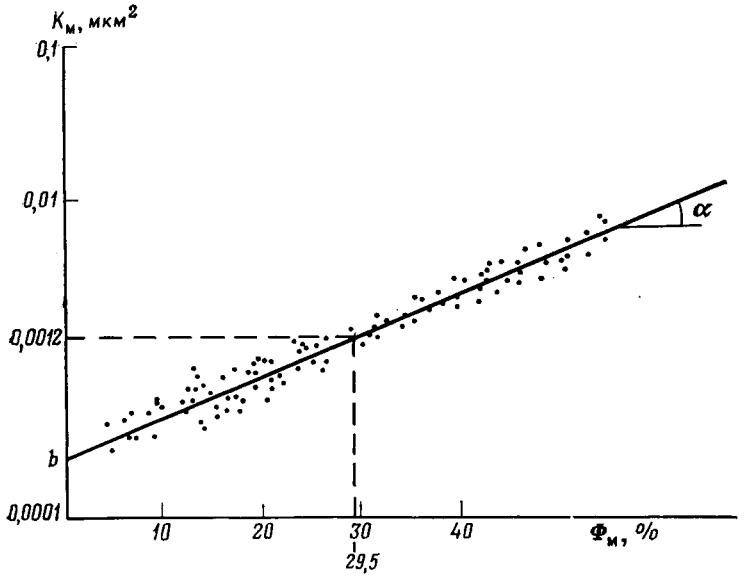


Рис. 4.21. График зависимости $K_{\text{м}}$—$\Phi_{\text{м}}$ по керну

Экспериментальные результаты анализа керна нанесены на полулогарифмический график (рис. 4.21) и получена прямая линия (уравнение (4.44)).

Чтобы проверить надежность полученной зависимости, выраженной прямой линией, используют средние величины проницаемости и пористости, найденные по гистограммам (рис. 4.22, *а, б*): среднее значение $\Phi_м$, равное 29,5%, соответствует среднему значению $K_м$ 0,0012 мкм^2.

При отсутствии данных анализа керна можно использовать различные эмпирические зависимости, приведенные в литературе. Графики на рис. 4.23 показывают зависимость $\Phi_м$—$K_м$ для различных типов пород. Имеются многочисленные аналитические выражения зависимости $\Phi_м$—$K_м$, среди которых выделяется формула Требина [8] для различных значений пористости:

при $\Phi_м < 12\ \%$ $\quad K_м = 2e^{-0{,}316\,\Phi_м}$;

при $\Phi_м > 12\ \%$ $\quad K_м = 4{,}94\,\Phi_м^2 - 7{,}63$.

В общем уравнение для низких значений пористости дает величины, близкие установленным по керну, и, если сравнить график этого уравнения с графиками на рис. 4.23, можно отметить хорошее совпадение его с графиком для рифовых известняков.

а. Статистический метод [*15*]

Приведенное выше уравнение (4.19) обладает интересной особенностью при выполнении условия, что данная пористость $\Phi_м$ соответствует данной проницаемости $K_м$ при всех значениях

$$x^* = \frac{\Phi_м - \overline{\Phi}}{\sigma_\Phi} \tag{4.46}$$

согласно уравнению

$$\log K_м = (\Phi_м - \overline{\Phi})\,\frac{\sigma_K}{\sigma_\Phi} + \log \overline{K} = a\Phi_м + b, \tag{4.47}$$

где $\overline{\Phi}$ — среднее арифметическое значение пористости;

$$\sigma_\Phi = |\Phi_{\text{станд. откл}} - \overline{\Phi}|, \tag{4.48}$$

$\Phi_{\text{станд. откл}}$ — пористость при данном стандартном отклонении от $\Phi_м$;

$$\sigma_K = |\log K_{\text{станд. откл}} - \log \overline{K}\,|, \tag{4.49}$$

$K_{\text{станд. откл}}$ — проницаемость при данном стандартном отклонении от $K_м$;

$$a = -\log(1 - V_K)/\Phi_м V_\Phi\ ; \tag{4.50}$$

$$b = -a\,\overline{\Phi} + \log \overline{K}\ ; \tag{4.51}$$

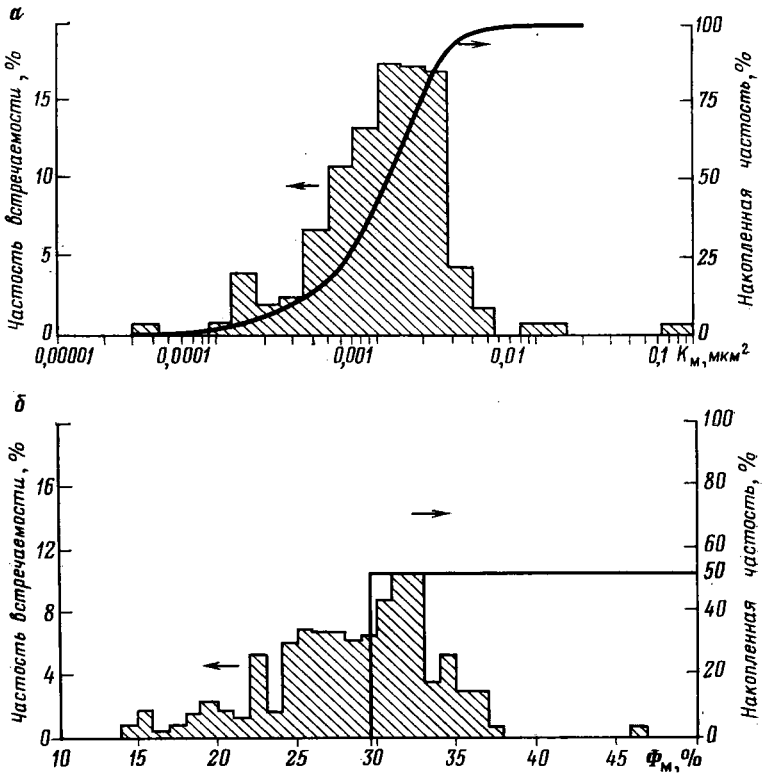


Рис. 4.22. Гистограммы распределения значений проницаемости (*а*) и пористости (*б*) по керну (42 м)

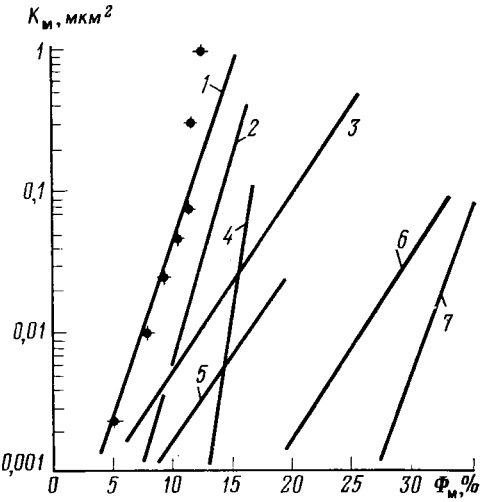


Рис. 4.23. График зависимости $K_м$—$Ф_м$ для различных типов горных пород.

1 — рифовые известняки; *2* — оолитовые известняки; *3* — сахаровидные доломиты; *4* — хорошо сцементированные песчаники; *5* — известняки и доломиты с межгранулярной пустотностью; *6* — мелоподобные известняки; *7* — тонкозернистые песчаники

$$V_{\Phi} = \frac{\overline{\Phi} - \Phi_{84,1}}{\overline{\Phi}} = \frac{\sigma_{\Phi}}{\overline{\Phi}}; \tag{4.52}$$

$$V_K = \frac{\overline{K} - K_{84,1}}{\overline{K}}. \tag{4.53}$$

Основываясь на статистической оценке данных о $\Phi_м$ и $K_м$ при их нормальном и логнормальном распределении и определив значения $\sigma_к$, $\sigma_ф$, $\overline{K}$ и $\overline{\Phi}$ можно решить уравнение (4.45) [15].

Пример [15]. Известны следующие данные:
$\overline{\Phi}=0{,}2$ — среднее по интерпретации результатов ГИС; $\Phi_{84{,}1}=0{,}13$— со стандартного вероятностного графика данных, пористости при стандартном отклонении 84,1%; $\overline{K}=100$ мД (0,1 мкм^2) — среднее геометрическое по интерпретации диаграмм, полученных при испытании пласта пластоиспытателем на буровых трубах; $V_K=0{,}7$ — вариация проницаемости по Дикстре — Парсону, полученная по аналогии.

Тогда зависимость K от Φ будет выведена следующим образом.

По уравнению (4.53)

$$K_{84,1} = (1 - V_K)\,\overline{K} = (1 - 0{,}7)\,100 \text{ мД} = 30 \text{ мД};$$

по уравнениям (4.48) и (4.49)

$$\sigma_{\Phi} = |\Phi_{84,1} - \overline{\Phi}| = |0{,}13 - 0{,}2| = 0{,}07;$$

$$\sigma_K = |\log K_{84,1} - \log \overline{K}| = |\log 30 - \log 100| = 0{,}523;$$

далее по уравнениям (4.52) и (4.53)

$$V_{\Phi} = \frac{\sigma_{\Phi}}{\overline{\Phi}} = \frac{0{,}07}{0{,}2} = 0{,}35;$$

$$V_K = \frac{\overline{K} - K_{84,1}}{\overline{K}} = \frac{100 - 30}{100} = 0{,}7,$$

откуда

$$a = -\frac{\log(1 - V_K)}{\overline{\Phi}\, V_{\Phi}} = -\frac{\log(1 - 0{,}7)}{0{,}2 \times 0{,}35} = 7{,}47;$$

$$b = -a\,\overline{\Phi} + \log \overline{K} = -(7{,}47)\,(0{,}2) + \log 100 = 0{,}506.$$

Зависимость $K_м$ от $\Phi_м$, в соответствии с уравнением (4.47) принимает вид

$$\log K_м = \left(\Phi_м - 0{,}2\right)\frac{0{,}523}{0{,}070} + \log 100$$

или

$$\log K_м = 7{,}47\,\Phi_м + 0{,}506.$$

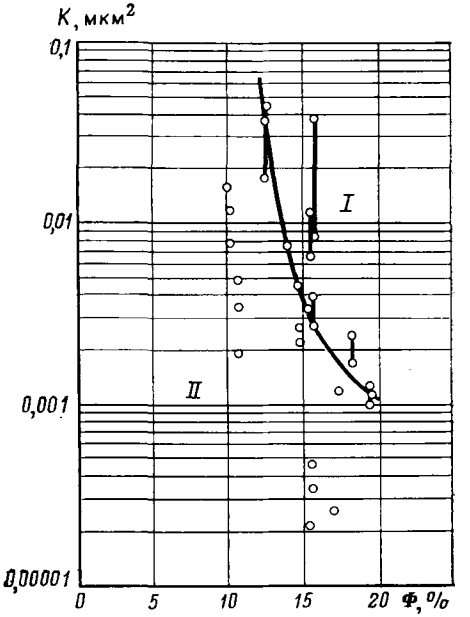


Рис. 4.24. График зависимости K—Ф для трещиноватых образцов керна.

Зоны: *I* — открытых трещин; *II* — закрытых трещин или стилалитовая

4.4.2.3. Связь Ф и K в трещинно-матричной системе

а. Использование стандартных анализов керна

Если образцы, исследуемые в лаборатории, представлены матрицей включающей и трещины, характер зависимости между пустотностью и проницаемостью изменится. Точки, соответствующие таким образцам на графике, иллюстрирующем зависимость пустотности от проницаемости (рис. 4.24), будут более разбросаны в отличие от графика на рис. 4.21. Отмечено, что в области высоких значений пустотности проницаемость, замеренная по стандартной методике, характеризуется большими вариациями значений.

На рис. 4.24 можно видеть, что при Ф=16,2% проницаемость варьирует от 0,002 до 0,04 мкм². По этим экспериментальным данным можно провести кривую, которая будет выражать зависимость $Ф_м$ — $К_м$. Причем точки выше этой кривой будут соответствовать образцам с открытыми трещинами, а ниже кривой — образцам матрицы с закрытыми трещинами и стилолитами.

б. Корреляция данных о проницаемости, полученных при использовании прибора Келтона

Если проницаемость замерена по прибору Келтона, зависимость Ф — K должна охватывать значения как K_{max}, так и $K_{90°}$. Если результаты замеров проницаемости формации Элленбургер на месторождении Фуллертон (табл. 4.7) нанести на диаграмму Ф—K (рис. 4.25), можно отметить следующее.

1. Для трещиноватого известняка в области низких значений пустотности (2—4%) значения K_{max} возрастают быстрее по сравнению с значениями $K_{90°}$. Но для области с более высокой пустотностью (выше 12%) отношение $K_{max}/K_{90°}$ остается постоянным.

2. Для доломитов вне зависимости от величины пустотности наблюдается линейная зависимость $Ф = \ln K_{max}$, параллельная прямой, выражающей зависимость $Ф = \ln K_{90°}$.

Таблица 4.7

Параметры	Пределы Ф, %						
	0—3		3—6		6—10	10—15	>15
	K, 10^{-3} мкм²						
	<0,1	>0,1	<0,1	>0,1			
Число образцов	12	75	8	88	94	105	99
Пустотность, % от объема породы	1,57	1,89	4,34	4,36	7,82	12,43	17,52
Содержание, % от порового объема:							
нефти	0,97	4,5	8,6	7,5	12,7	16,7	19,9
воды	85,1	73,9	59,7	55,0	42,4	30,5	29,7
газа	14,0	21,6	31,7	37,5	44,9	52,8	50,4
K_{max}, 10^{-3} мкм²	0,04	11	0,05	1,33	335	28	28
Пределы K_{max}, 10^{-3} мкм²	0—0,10	0,13—228	0—0,08	0,11—9680	0,08—27400	0—334	3,01—793
$K_{90°}$, 10^{-3} мкм²	0,03	3,33	0,02	11	10	16	18

Таблица 4.8

Порода	$\Phi_м$, %	$S_в$		$S_н$		K_{max}, 10^{-3} мкм²		$K_{90°}$, 10^{-3} мкм²	
		% от объема породы	% от объема пор	% от объема породы	% от объема пор	среднее	пределы	среднее	пределы
Низкопористая трещиноватая	2,38	1,41	60	0,39	16	96	1—5060	7,8	0—7656
Трещиноватый известняк	9,05	4,14	46	1,12	12	106	0—2740	12	0—313
Нетрещиноватый доломит	3,72	3,65	42	1,31	15	42	0—970	19	0—857

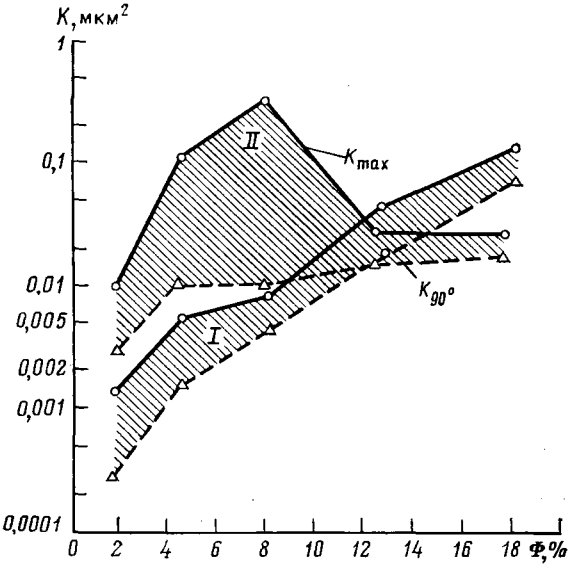


Рис. 4.25. График зависимости Ф—K_{max} и Ф—$K_{90°}$ для доломита (*I*) и известняка (*II*) [9]

4.4.3. Примерные значения основных параметров

В табл. 4.8—4.13 приведены литературные данные по величинам таких параметров, как $Ф_м$, $Ф_{тр}$, K_{max}, $K_{90°}$ и т. д. по месторождениям Ирана и США [16, 17].

4.4.3.1. Формация Элленбургер месторождения Фуллертон (США)

В табл. 4.8 представлены данные по пористости $Ф_м$, проницаемости K и насыщенности водой $S_в$ и нефтью $S_н$ по 300—500 образцам низкопористой трещиноватой породы, трещиноватого известняка и нетрещиноватого доломита.

Таблица 4.9

Параметры	Группы			
	1	2	3	4
Содержание, % от объема породы;				
газа	0,08	0,91	0,63	3,72
нефти	0,06	0,06	0,88	1,84
воды	0,07	1,65	1,66	3,27
Содержание воды, % от объема пор	94	63	52	39
$Ф_м$, % от объема породы	1,98	1,58	2,56	7,92
$Ф_м$, % от общей пустотности Ф	90	60	81	94
Ф, % от объема породы	2,21	2,62	3,17	8,4
K_{max}, 10^{-3} мкм²	10	409	23	94
$K_{90°}$, 10^{-3} мкм²	0,6	1,2	10	38
$K_м$, 10^{-3} мкм²	0,3	0,2	0,3	3,7

Таблица 4.10

Группа	Содержание газа, % от объема породы	Содержание нефти, % от объема породы	Описание образца
1	Низкое — 0—0,29	Низкое — 0—0,4	Плотный, трещин мало
2	Среднее — 0,4—1,52	Низкое — 0—0,16	Большие трещины и открытые пустоты
3	Среднее —0,06—0,89	Среднее —0,17—2,10	Развита межгранулярная пористость
4	Высокое —1,43—5,63	Высокое — 2,4—1,05	Развиты межгранулярная пористость и трещины

Таблица 4.11

Коллектор	$\Phi_м$, %	$K_м$, 10^{-3} мкм²	$S_{в.о}$, %
Хороший	>8	≫1	25
Плохой	5—8	0,1—1	25—50
Плотные породы	<5	<0,1	>50

Таблица 4.12

Ф, %	K, 10^{-3} мкм²	$S_в$, %	Порода
12—18	4—100	10—15	Продуктивная порода
8—17	0,5—10	15—30	
8—15	0,5—5	15—30	С высокой проницаемостью и низкой водонасыщенностью
8—10	0,5—2	20—30	
8—12	0,1—0,5	30—40	Низкопродуктивная порода с низкой проницаемостью и довольно высокой водонасыщенностью
13—16	0,1	25—30	
8—12	0,05	40—60	
6—8	0,2	30—50	
5—8	0,3	30—50	
4—8	1,0	25—50	
5—8	—	60—80	Плотная непродуктивная порода, непроницаемая, с высокой водонасыщенностью
3—8	—	70—100	
0—4	—	100	

Таблица 4.13

Месторождение	$\overline{Ф}$, %	Месторождение	$\overline{Ф}$, %	Месторождение	$\overline{Ф}$, %
Ага-Джари	14	Гечсаран	11	Месджеде-Солейман	11—0
Ахваз	12—25	Хефтгель	16	Нефтешах	
Биби-Хекиме	10	Карандж	10	Нефтесефид	14
Сайрус	24	Лали	7	Пазанун	12
Дариус-Кхарг	14				

Таблица 4.14

Порода	Качество									
	хорошее		среднее		ниже среднего		плохое		очень плохое	
	Ф, %	K, 10^{-3} мкм²	Ф, %	K, 10^{-3} мкм²	Ф, %	K, 10^{-3} мкм²	Ф, %	K, 10^{-3} мкм²	Ф, %	K, 10^{-3} мкм²
Известковистая:										
среднезернистая	15—17		11—15		6—11		0,5—6		<0,5	
тонкозернистая	18—20		14—18		8—14		2—8		<2	
Известковистый алевролит:										
грубозернистый	22—24	500—1000	17—12	10—20	10—17	10—100	3—10	1—10	<3,3	<1
тонкозернистый	27—29		21—27		12—21		4—12		<3,6	

В табл. 4.9 приведена классификация керна, в которой по взаимосвязи параметров матрицы и данных по всему керну выделены четыре группы.

Керн из отложений формации Элленбургер можно подразделить качественно и количественно на четыре группы по содержанию углеводородов и разновидностям пород (таб. 4.10) [9].

4.4.3.2. Данные по месторождениям Ирана

В табл. 4.11 приведена общая качественная оценка параметров матрицы коллектора месторождений Ирана [16].

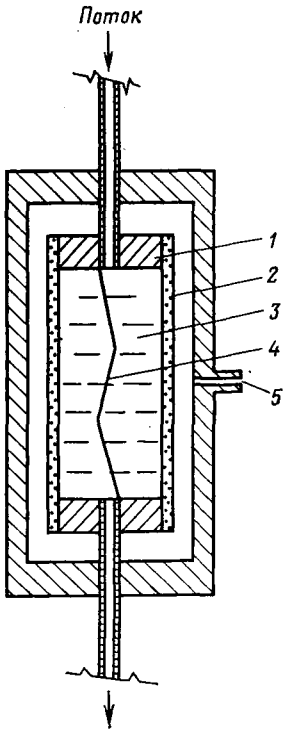
Для пород-коллекторов месторождения Гечсаран имеется более детальная классификация (табл. 4.12).

В табл. 4.13 приведены средние величины пустотности продуктивных отложений иранских месторождений [16].

В табл. 4.14 приведена качественная оценка известковистых пород, основанная на данных по иранским месторождениям [17].

4.4.4. Изменение Ф и $K_{тр}$ с падением пластового давления

Как указывалось в гл. 1, разница между давлением вышележащих пород σ и поровым (пластовым) давлением P, называемая эффективным горным давлением $P_{эф}$, возрастает по мере истощения залежи, поскольку происходит падение пластового давления P.



Возрастание эффективного горного давления и влияние этого явления на пустотность и проницаемость пород исследовалось в ряде экспериментальных работ [5, 18, 19]. Поведение образца породы (матрица+трещина) изучалось на установке трехосного сжатия. Для улучшения условий эксперимента использовался кернодержатель Хаслера, а сжимающая нагрузка моделировалась обжимом образцов за счет нагнетания масла в пространство между образцом и стенками кернодержателя [18] (рис. 4.26).

По результатам эксперимента были сделаны следующие выводы.

Проницаемость трещин резко уменьшается с возрастанием сжимающего давления,

Рис. 4.26. Установка для определения зависимости K от $(\bar{\sigma}-P)$ [18].

1 — скользящая крышка; *2* — эластичная манжета; *3* — образец; *4* — трещина; *5* — штуцер для подвода жидкости, обеспечивающий давление обжима $\bar{\sigma}$

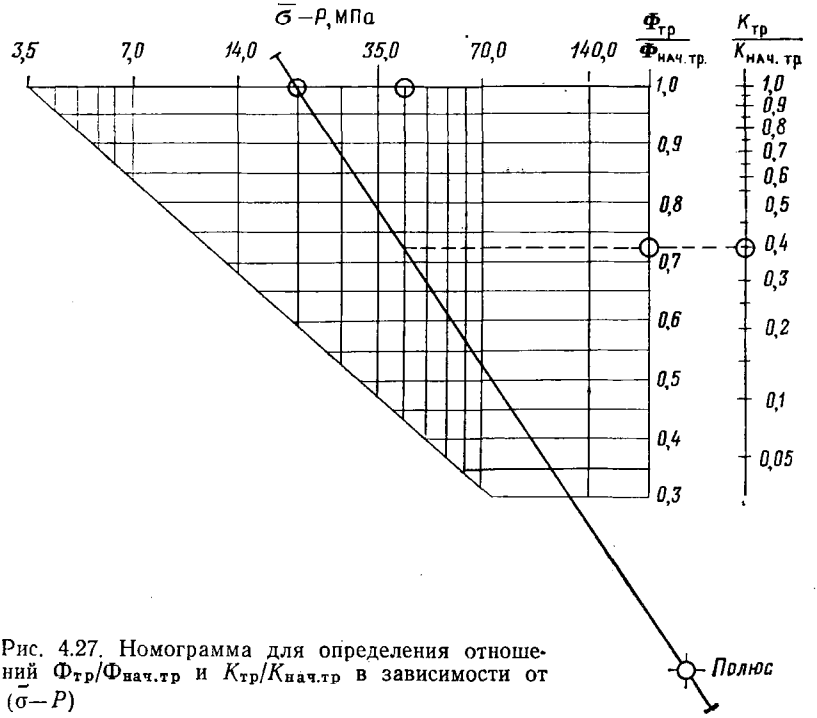


Рис. 4.27. Номограмма для определения отношений $\Phi_{тр}/\Phi_{нач.тр}$ и $K_{тр}/K_{нач.тр}$ в зависимости от $(\bar{\sigma}-P)$

эквивалентного возрастающему эффективному горному давлению.

Общая проницаемость пород в соответствии с уравнением (4.17) выражается суммой $K_м$ и $K_{тр}$:

$$K_{тр.пл} = K_{тр} + K_м,$$

но проницаемость трещин по сравнению с проницаемостью матрицы очень чувствительна к изменению эффективного давления $P_{эф}=\bar{\sigma}-P$. Для выражения влияния изменения эффективного давления на соотношение проницаемости трещин и матрицы было предложено следующее уравнение:

$$\frac{K_{тр}}{K_{нач.тр}} = \left[\frac{\log P_{эф} - 4.602}{\log P_{эф.нач} - 4,602}\right]^3. \tag{4.54}$$

Проницаемость трещин связана с их пустотностью соотношением

$$\frac{K_{тр}}{K_{нач.тр}} = \left[\frac{\Phi_{тр}}{\Phi_{нач.тр}}\right]^3. \tag{4.55}$$

На основании накопленных данных была построена номограмма, позволяющая оценивать изменения $K_{тр}$ и $\Phi_{тр}$ при увеличении эффективного горного давления до 140 МПа (рис. 4.27), по соотношениям $K_{тр}/K_{нач.тр}$ и $\Phi_{тр}/\Phi_{нач.тр}$. Для определения $K_{тр}$ и $\Phi_{тр}$ про-

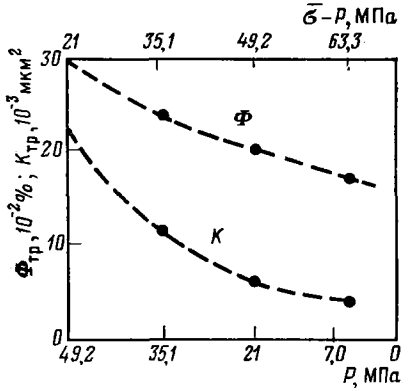


Рис. 4.28. График, иллюстрирующий результаты определения $K_{тр}$ и $Ф_{тр}$ по номограмме на рис. 4.27

водится прямая линия между начальным эффективным горным давлением $P_{эф.нач}$ и полюсом. Значения $K_{тр}/K_{нач.тр}$ и $Ф_{тр}/Ф_{нач.тр}$ для новой величины эффективного горного давления считываются с соответствующей оси (как показано на рис. 4.27).

Пример вычисления. Известны следующие данные о трещиноватом пласте-коллекторе: общая проницаемость $K_{тр.пл}=0{,}025$ мкм^2; проницаемость матрицы $K_м=0{,}003$ мкм^2; начальная трещинная пустотность $Ф_{нач.тр}=0{,}3\%$; горное давление 70 МПа; начальное пластовое давление $P_{нач}=49$ МПа.

Требуется определить изменение $K_{тр}$ и $Ф_{тр}$ в зависимости от падения пластового давления.

Используя уравнения (4.54) и (4.55), получаем

$$K_{тр} = 0{,}022\left[\frac{\log(\bar{\sigma}-P)-4{,}6}{\log 21-4{,}6}\right]^3 = 0{,}022\left[\frac{\log(\bar{\sigma}-P)-4{,}6}{-1{,}12}\right]^3 =$$

$$= 0{,}01135 \text{ мкм}^2;$$

$$Ф_{тр} = 0{,}3\left(\frac{K_{тр}}{0{,}022}\right)^{1/3} = 0{,}107\,(K_{тр})^{1/3} = 0{,}238\ \%.$$

По графику рис. 4.27 новые значения проницаемости и пустотности оказываются равными таким же величинам: новому значению $P_{эф}=35$ МПа ($P_{эф}=\sigma-P=35$ МПа) соответствуют значения $Ф_{тр}/Ф_{нач.тр}\approx 0{,}8$ и $K_{тр}/K_{нач.тр}\approx 0{,}516$, откуда $Ф_{тр}\approx 0{,}8\times 0{,}3\approx 0{,}24\%$ и $K_{тр}\approx 0{,}516\times 0{,}022\approx 0{,}01135$ мкм^2.

На рис. 4.28 и в табл. 4.15 показано изменение $Ф_{рт}$ и $K_{тр}$ в зависимости от величины пластового давления.

Таблица 4.15

P, МПа	$\bar{\sigma}-P$, МПа	$K_{тр}$, 10^{-3} мкм^2	$K_{общ}$, 10^{-3}мкм^2	$Ф_{тр}$, %
49,2	21,0	22,0	25,0	0,30
35,1	35,1	11,35	14,36	0,24
21,0	49,2	6,68	9,68	0,20
7,0	63,3	4,18	7,18	0,17

4.5. Сжимаемость трещиноватых пород

В трещиноватом пласте-коллекторе сжимаемость породы играет очень важную роль, особенно в тех случаях, когда существует резкий контраст между пористостью матрицы и пустотностью трещин ($\Phi_{тр} \ll \Phi_{м}$). Величина сжимаемости также имеет очень большое значение при интерпретации переходных процессов при замерах давления во время испытаний скважин. В этом случае сжимаемость, связанная с системой двойной пустотности, определяется параметром емкости резервуара, который в основном и контролирует поведение давления.

Сжимаемость обычно определяется как изменение объема ΔV, приходящееся на единицу объема при изменении давления на ΔP:

$$C = -\frac{1}{V}\frac{\Delta V}{\Delta P}. \tag{4.56}$$

Сжимаемость является свойством определенного объема породы, подвергшегося сжатию,— общего объема породы $V_{п}$, пустотного (порового) пространства $V_{пуст}$ ($V_{пор}$) или объема скелета $V_{ск}$. Эти изменения объема вследствие изменения эффективного давления $P_{эф}$ могут быть обусловлены увеличением или уменьшением нагрузки за счет веса вышележащих пород $\bar{\sigma}$ (в то время как пластовое (поровое) давление P остается постоянным) или порового (пластового) давления P (в то время как $\bar{\sigma}$ остается постоянной). Обычно вследствие истощения залежи во время ее разработки происходит снижение пластового давления.

Взаимосвязь между сжимаемостью и поведением трещинно-матричной системы должна исследоваться детально.

4.5.1. Сжимаемость породы

4.5.1.1. Поровые коллекторы

В поровом пласте-коллекторе можно определить сжимаемость общего объема породы $V_{п}$, скелета $V_{ск}$ и порового объема $V_{пор}$:

$$V_{п} = V_{ск} + V_{пор};$$
$$V_{пор} = V_{п}\Phi \tag{4.57}$$

посредством основных уравнений [20]:

$$C_{п} = \frac{1}{V_{п}}\left(\frac{dV_{п}}{dP}\right)_{э=\text{const}};$$
$$C_{ск} = \frac{1}{V_{ск}}\left(\frac{dV_{ск}}{dP}\right)_{э=\text{const}}; \tag{4.58}$$
$$C_{пор} = \frac{1}{V_{пор}}\left(\frac{dV_{пор}}{dP}\right)_{э=\text{const}}.$$

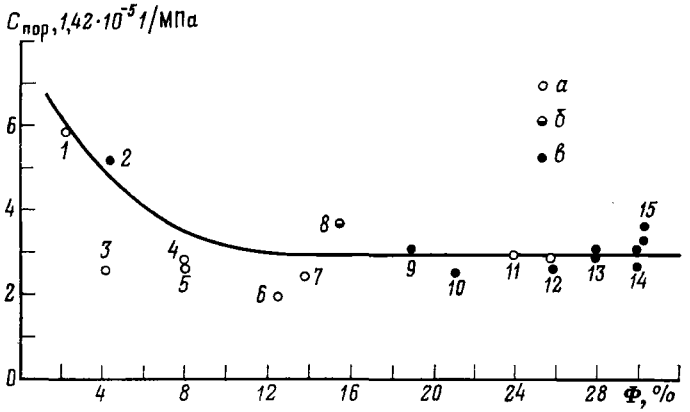


Рис. 4.29. График зависимости сжимаемости пород $C_{пор}$ от пористости Ф [25].

а — известняки; *б* — песчаники; *в* — песчаники по данным Горного бюро. Месторождения: *1* — Сан-Андрес; *2* — Тенслип; *3* — Риф (Ренн); *4* — Каньон-Риф; *5, 6* — Клирфорк; *7* — Пало-Пинто; *8* — Бандера; *9* — Бартлесвиль; *10* — Строун; *11, 13* — Вудбайн; *12* — Торпедо; *14, 15* — Фрио

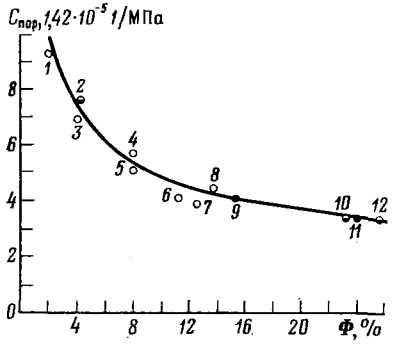


Рис. 4.30. График зависимости эффективной сжимаемости пород $C_{пор}$ от пористости Ф [25].

Месторождения: *1* — Сан-Андрес; *2* — Тенслип; *3* — Риф (Ренн); *4* — Каньон-Риф; *5—7* — Клирфорк; *8* — Пало-Пинто; *9* — Бандера; *10, 12* — Торпедо; *11* — Вудбайн. Остальные условные обозначения см. на рис. 4.29

Основываясь на уравнениях (4.57) и (4.58), можно записать:

$$\frac{dV_{пор}}{V_{пор}} \approx \frac{1}{Ф}\frac{dV_п}{V_п}; \tag{4.59}$$

$$C_{пор} = \frac{1}{Ф} C_п; \tag{4.60}$$

$$C_{ск} = \frac{1}{1-Ф} C_п; \tag{4.60'}$$

$$C_{пор} = \frac{1-Ф}{Ф} C_{ск}. \tag{4.60''}$$

На рис. 4.29 приведены результаты экспериментального определения зависимости сжимаемость пор — пористость, а на рис. 4.30— сжимаемость породы — пористость для различных пород.

При отсутствии горизонтального уплотнения пород деформации не будет, и, таким образом, эффективная сжимаемость коллектора при истощении залежи может быть выражена следующим образом:

$$\frac{1}{V_{пор}}\frac{dV_{пор}}{dP} \approx \frac{1}{2}\frac{C_п}{Ф} = \frac{1}{2} C_{пор}. \tag{4.61}$$

4.5.1.2. Трещиноватые пласты-коллекторы

При изучении сжимаемости трещиноватого пласта кроме первичной пустотности — пористости матрицы необходимо учитывать также вторичную пустотность трещин $\Phi_{тр}$, каверн $\Phi_к$ и других пустот или полостей $\Phi_{пол}$. Тогда сжимаемость породы будет равна

$$C_п = C_{ск} + \Phi_к C_к + \Phi_{тр} C_{тр} + \Phi_{пол} C_{пол}.$$

Данные экспериментов позволяют сделать после некоторого упрощения следующие выводы:

а) сжимаемость полостей и каверн может быть аппроксимирована следующим образом:

$$C_к + C_{пол} \approx 3C_{ск}.$$

б) сжимаемость вторичных пустот в карбонатах $C_{вт.пуст}$ может быть выражена как

$$C_{вт.пуст} \cong \left[\left(\frac{\Phi_{тр}}{\Phi_{общ.вт}} \frac{1350}{\overline{\sigma} - P}\right) - 0{,}09\right] 10^{-3}, \qquad (4.62)$$

где $\Phi_{общ.вт}$ — общая вторичная пустотность.

Изменение относительной пустотности трещин (выраженной в виде части общей вторичной пустотности) в зависимости от сжимаемости вторичных пустот показано на рис. 4.31.

График 4.31, *а* построен по уравнению (4.62) для различных отношений $\Phi_{тр}/\Phi_{общ.вт.пуст}$. На рис. 4.31, *б* приведены эксперимен-

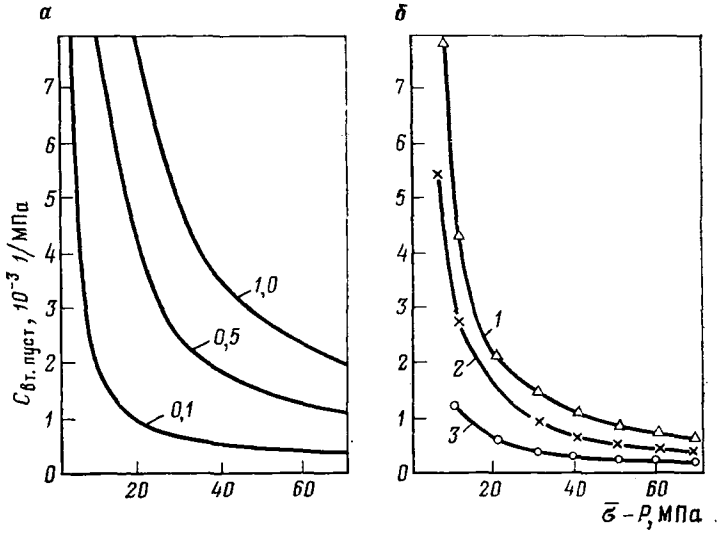


Рис. 4.31. График зависимости сжимаемости вторичных пустот $C_{вт.пуст}$ от эффективного давления $(\overline{\sigma}—P)$ для трещиноватого кавернозного известняка
Шифр кривых — значения $\Phi_{тр}/\Phi_{общ.вт}$

тальные данные для трех типов пород: низкопористого известняка ($\Phi=2\%$), мергеля ($\Phi=2{,}6\%$) и высокопористого известняка ($\Phi=11\%$). Как видно из рис. 4.31, *б*, экспериментальные данные показывают хорошую сходимость с теоретическими расчетами.

4.5.2. Сжимаемость флюидов

Сжимаемость флюидов, насыщающих поры, при изотермических условиях определяется следующими уравнениями:

$$C_{\text{н}} = -\frac{1}{V_{\text{н}}}\frac{dV_{\text{н}}}{dP} = -\frac{1}{B_{\text{н}}}\frac{dB_{\text{н}}}{dP};$$

$$C_{\text{в}} = -\frac{1}{V_{\text{в}}}\frac{dV_{\text{в}}}{dP} = -\frac{1}{B_{\text{в}}}\frac{dB_{\text{в}}}{dP}; \qquad (4.63)$$

$$C_{\text{г}} = -\frac{1}{V_{\text{г}}}\frac{dV_{\text{г}}}{dP} = -\frac{1}{B_{\text{г}}}\frac{dB_{\text{г}}}{dP}.$$

Сжимаемость нефти $C_{\text{н}}$ определяется по зависимости $B_{\text{н}}$ от P при $P>P_{\text{нас}}$. На рис. 4.32 показана приближенная зависимость

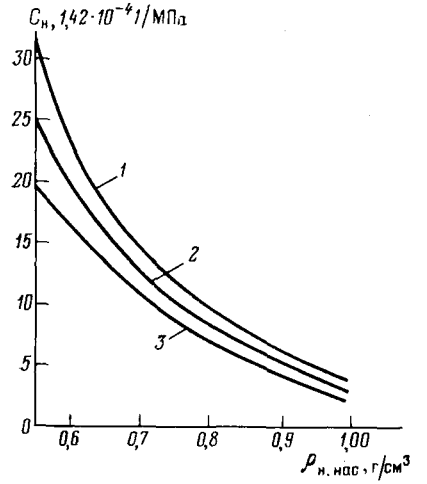


Рис. 4.32. График зависимости сжимаемости нефти ($P>P_{\text{нас}}$) от ее плотности при $P_{\text{нас}}$.

Сжимаемость при: *1* — давлении насыщения; *2* — превышении давления насыщения на 7 МПа; *3* — превышении давления насыщения на 14 МПа

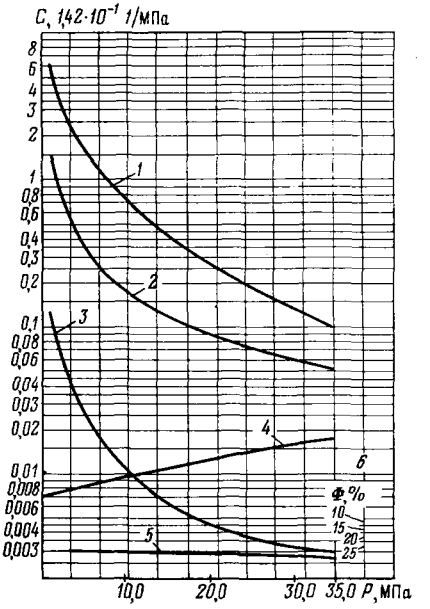


Рис. 4.33. Графики зависимостей сжимаемости пород и пластовых флюидов от давления.

1 — свободный газ ($\rho=0{,}75$); *2* — насыщенная газом нефть ($\rho=0{,}876$); *3* — насыщенная газом связанная вода; *4* — недонасыщенная нефть; *5* — связанная вода без газа; *6* — плотные сцементированные породы с различными значениями Ф

между плотностью нефти $\rho_{н.нас}$ при давлении насыщения $P_{нас}$ и сжимаемостью различных недонасыщенных нефтей (при различных величинах $P_i - P_{нас}$).

Эти кривые описываются уравнением

$$C_н = \left[\exp \frac{\rho_{н.нас} + [0{,}004347\,(P - P_{нас}) - 79{,}1]}{7{,}141\,(10^{-4})\,(P - P_{нас}) - 12{,}938}\right] 10^{-6}. \quad (4.64)$$

На рис. 4.33 приведены кривые для приблизительной оценки сжимаемости флюидов и пород.

4.5.3. Общая сжимаемость породы и флюида

Общая сжимаемость системы, включающей породы и флюиды, насыщающие поры и пустоты, может быть представлена в виде суммы произведений насыщенностей и сжимаемостей всех флюидов в порах и сжимаемости пор

$$C_{общ} = S_н C_н + S_в C_в + S_г C_г + C_{пуст}. \quad (4.65)$$

4.5.3.1. Эффективная сжимаемость в поровых коллекторах

Общая сжимаемость, отнесенная только к одной фазе, называется эффективной сжимаемостью для данной фазы. Например, эффективная сжимаемость для нефти

$$C_{эф.н} = C_{н.нас},$$

где $C_{н.нас}$ — сжимаемость нефти, насыщающей пласт, или, в соответствии с уравнением (4.65),

$$C_{эф.н} = C_н + \frac{S_в C_в + S_г C_г + C_{пор}}{S_н}. \quad (4.66)$$

Если $S_н = 1 - S_{в.ост}$, то

$$C_{эф.н} = C_н + \frac{S_в C_в + C_{пор}}{1 - S_{в.ост}} \quad (4.67)$$

или

$$C_{эф.н} = C_н + \frac{S_в C_в}{1 - S_{в.ост}} + C_п \frac{1 - Ф}{Ф} \frac{1}{1 - S_{в.ост}}. \quad (4.68)$$

По аналогии в газовой залежи

$$C_{эф.г} = C_г + \frac{C_в S_в + C_{пор}}{1 - S_{в.ост}}, \quad (4.69)$$

но чаще, поскольку $C_г \gg C_в$ и $C_г \gg C_{пор}$, уравнение (4.69) представляется в виде

$$C_{эф.г} \approx C_г \approx z/P, \quad (4.70)$$

где z — коэффициент сжимаемости газа.

4.5.3.2. Эффективная сжимаемость в трещинных коллекторах

При рассмотрении пласта с двойной пустотностью нефтенасыщенность матрицы определяется величиной остаточной водонасыщенности матрицы ($S_н = 1 - S_{в.о}$), а нефтенасыщенность системы трещин равна единице, поскольку в трещинах водонасыщенность равна нулю:

$$S_{н.нач.тр} \approx 1;$$

$$S_{в.о.тр} \approx 0; \tag{4.71}$$

$$S_{н.нач.м} \approx 1 - S_{в.о.м}\ .$$

В этом случае

$$C_{эф.н} = C_н + C_в \frac{\Phi_м S_{в.м}}{\Phi_м (1 - S_{в.о.м}) + \Phi_{тр}} +$$

$$+ C_{пор.м} \frac{\Phi_м}{\Phi_м (1 - S_{в.о.м}) \Phi_{тр}} + C_{пуст.тр} \frac{\Phi_{тр}}{\Phi_м (1 - S_{в.о.м}) + \Phi_{тр}}, \tag{4.72}$$

где все значения сжимаемости приблизительно могут быть взяты с графика на рис. 4.33, поскольку трещинная пустотность очень мала:

$$\Phi_{тр} \ll \Phi_м; \tag{4.73}$$

$$C_{пуст} = C_{пор.м} + C_{пуст.тр}.$$

Следовательно, уравнение (4.72) можно записать в виде

$$C_{эф.н} \approx C_н + C_в \frac{S_{в.м}}{1 - S_{в.о.м}} + C_{пуст} \frac{1}{1 - S_{в.о.м}}\ . \tag{4.74}$$

Если матрица очень плотная, то

$$S_{в.м} = S_{в.о} = 1$$

и уравнение (4.72) принимает вид

$$C_{эф.н} = C_н + C_в \frac{\Phi_м}{\Phi_{тр}} + C_{пор.м} \frac{\Phi_м}{\Phi_{тр}} + C_{пуст.тр}. \tag{4.75}$$

В системе с двойной пустотностью общая емкость определяется по уравнению

$$\Phi C = \Phi_1 C_1 + \Phi C_2, \tag{4.76}$$

где Φ_1 и Φ_2 могут быть выражены через уравнения (4.3) и (4.4) :

$$\Phi_1 = (1 - \Phi_2)\, \Phi_м (1 - S_{в.о}); \tag{4.77}$$

$$\Phi_2 \approx \Phi_{тр},$$

а относительные сжимаемости в соответствии с уравнением (4.74) равны

$$C_1 \approx C_н + \frac{C_в S_{в.о} + C_{пуст.м}}{1 - S_{в.о}};$$
$$C_2 \approx C_н. \tag{4.78}$$

4.5.3.3. Сжимаемость трещин

Сжимаемость трещин по расчетам, проведенным Джонсом [18], имеет величину на порядок большую, чем сжимаемость порового объема. Это следует из зависимости:

$$\frac{Ф}{Ф_{нач}} = \frac{\log (P_{эф}/P_{см.тр})}{\log(P_{эф}/P_{см.тр})_{нач}}, \tag{4.79}$$

где $P_{эф}$ относится к эффективному давлению $(\overline{\sigma}—P)$; $P_{см.тр}$ — кажущееся давление смыкания трещин, определяемое точкой пересечения оси давлений при $Ф/Ф_{нач}=0$.

Если предположить, что изменение общего объема незначительно, то сжимаемость трещин выражается величиной изменения пористости трещин при изменении давления:

$$C_{тр} = \frac{1}{Ф_{тр}/Ф_{тр.нач}} \frac{d\,(Ф_{тр}/Ф_{тр.нач})}{dP_{эф}} = \frac{0{,}4343}{P_{эф} \log (P_{эф}/P_{см.тр})} \tag{4.80}$$

В примере, предлагаемом Джонсом [18], сжимаемость трещиноватых карбонатов на глубине 3000 м при начальном давлении равна $13{,}65 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа, а при истощении залежи $10{,}2 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Сжимаемость пор матрицы обычно варьирует от $0{,}28 \cdot 10^{-3}$ до $2{,}1 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа вследствие отбора флюидов из резервуара.

4.6. Относительная проницаемость при течении жидкостей в трещиноватых пластах-коллекторах

Относительные проницаемости в поровом коллекторе определяют путем специальных исследований керна. В трещиноватом пласте-коллекторе оценка относительных проницаемостей представляет собой весьма сложную задачу вследствие самой природы систем с двойной пустотностью, в которой плоскость трещины между двумя блоками матрицы создает прерывистость в процессе многофазного течения.

В литературе относительной проницаемости в трещиноватых пластах-коллекторах уделяется мало внимания, в то время как влияние неоднородности пористой среды на относительную проницаемость изучено детально.

Поскольку изменение относительной проницаемости в зависимости от неоднородности среды можно использовать как основной под-

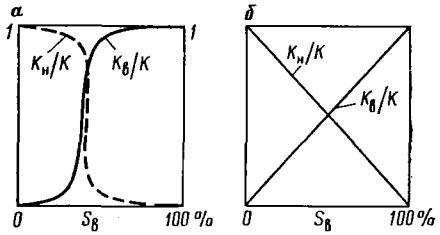


Рис. 4.34. Аномальные кривые зависимости относительной ($K_н/K$ и $K_в/K$) проницаемости от водонасыщенности $S_в$.

Трещины: *а* — косые; *б* — вдоль направления потока

ход для изучения трещиноватого пласта-коллектора, интересно проанализировать влияние скорости заводнения, длины керна и смачиваемости при лабораторных исследованиях неоднородного коллектора [22], [23], [24]. Оценка относительной проницаемости в неоднородных породах посредством насыщения водой может дать неточные результаты, если произошел ранний прорыв воды, т. е. если вода прорвалась в трещины или пустоты раньше, чем фронт воды продвинулся в матрице. График относительной проницаемости трещинно-матричной системы в этом случае будет представлен кривой аномальной формы (рис. 4.34) вследствие поршневого вытеснения водой флюидов из некоторых трещин (наиболее крупных), а не из всей трещинно-матричной системы.

4.6.1. Обзор основных концепций

Относительная проницаемость хорошо изучена для случая двухфазного течения в межгранулярных поровых каналах. Поэтому перед рассмотрением более сложных аспектов относительной проницаемости пород с двойной пустотностью необходимо рассмотреть некоторые основные концепции и принципы многофазного течения.

В породах с межгранулярной пористостью распределение флюидов в порах контролируется капиллярными силами, и, следовательно, насыщенность пор различными флюидами будет зависеть от соотношения смачивающей и несмачивающей фаз, заполняющих поровое пространство.

Смачивающая фаза будет занимать более мелкие поры, а несмачивающая — более крупные вследствие взаимосвязи между насыщением пор флюидом и распределением пор по размерам. Таким образом, на величину относительной проницаемости будут влиять распределение пор по размерам и последовательность заполнения пор жидкостями (поскольку характер течения при дренировании и пропитке может быть различным).

4.6.1.1. Зависимость относительной проницаемости от типа распределения пор

Если известно распределение пор по размерам, то можно установить взаимное положение смачивающей и несмачивающей фаз (рис. 4.35). Смачивающая фаза будет занимать мелкие поры, а несмачивающая — крупные. Таким образом, минимальная насы-

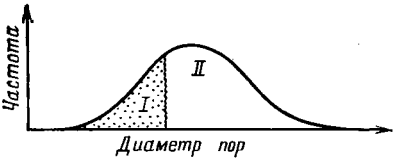


Рис. 4.35. Кривая распределения пор по размерам и флюидонасыщенность.
Фазы: *I* — смачивающая; *II* — несмачивающая

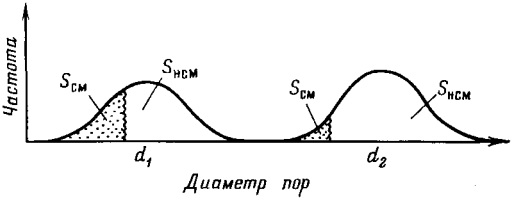


Рис. 4.36. Влияние среднего размера пор d на величину насыщенности смачивающей $S_{см}$ и несмачивающей $S_{нсм}$ фазой ($d_1 < d_2$)

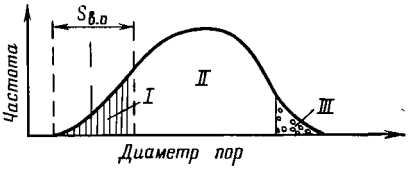


Рис. 4.37. Распределение насыщенности при наличии трех фаз.
I — вода; *II* — нефть; *III* — газ

щенность смачивающей фазой будет зависеть от размера пор. Остаточная водонасыщенность будет выше в мелких порах, чем в крупных (рис. 4.36).

Если в коллекторе одновременно присутствуют все три фазы, (вода, нефть и газ), в их распределении в порах будет наблюдаться такая картина: в соответствии со степенью смачиваемости вода будет занимать самые мелкие поры, газ — наиболее крупные, а нефть — промежуточные по размеру (рис. 4.37).

Если в порах имеются все три фазы, то на относительную проницаемость для каждой фазы насыщенность другими фазами влияет следующим образом:

а) $K_{о.в}$ зависит только от содержания подвижной воды и не зависит от нефте- и газонасыщенности;

б) $K_{о.г}$ зависит только от газонасыщенности и не зависит от нефте- и водонасыщенности;

в) $K_{о.н}$ зависит от нефтенасыщенности и косвенно от пределов размеров пор, в которых имеется нефть. Например, при нефтенасыщенности $S_н = 0{,}5$ $K_{о.н}$ будет выше при $S_в = 0{,}45$ и $S_г = 0{,}05$, чем при $S_{в.о} = 0{,}3$ и $S_г = 0{,}2$, так как во втором случае нефть будет расположена в более мелких порах.

4.6.1.2. Нормирование кривых относительной проницаемости

Нормирование кривых относительной проницаемости проводится с использованием значений насыщенности подвижными фазами в различных случаях насыщения (дренирование или пропитка). Относительная фазовая насыщенность обозначается $S^*_ф(S_в, S_г, S_н)$.

Относительно пор, содержащих подвижные флюиды,

$$S_{\text{ф}}^{*} = \frac{S_{\text{ф}}}{1-S_{\text{в.о}}-S_{\text{н.о}}},$$

а относительно всех пор, за исключением содержащих связанную воду

$$S_{\text{ф}} = \frac{S_{\text{ф}}}{1-S_{\text{в.о}}}.$$

Относительные проницаемости выражаются как доля проницаемости, полученной при течении фазы в условиях неснижаемой насыщенности $S_{\text{в.о}}$ (или $S_{\text{н.о}}$), например,

$$K_{\text{о.н}} = K_{\text{н}}/K|_{S=S_{\text{в.о}}}; \qquad K_{\text{о.в}} = K_{\text{в}}/K|_{S=S_{\text{н.о}}}.$$

4.6.1.3. Влияние распределения пор по размерам

В результате нормализации кривых относительной проницаемости по насыщенности более четко проявляется и прямая зависимость относительной проницаемости от распределения пор по размерам, а не только от смачиваемости и истории формирования насыщенности [25, 26]. Распределение пор по размерам можно довольно точно установить по кривым зависимости капиллярного давления от насыщенности при дренировании. По частотной кривой (см. рис. 4.37) можно построить график изменения капиллярного давления $P_{\text{К}}$ при дренировании (рис. 4.38, кривая *1*), причем давление будет описываться уравнением

$$\log P_{\text{к}} = \log P_{\text{к.н}} - \frac{1}{\lambda} \log S_{\text{см}}^{*}, \tag{4.81}$$

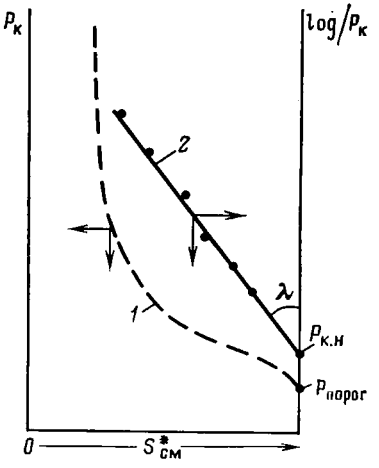


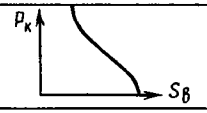
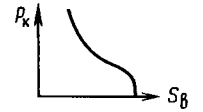
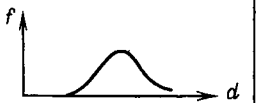
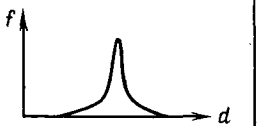
Рис. 4.38. Кривые зависимости $P_{\text{к}}$—$S^{*}_{\text{см}}$ в обычных (*1*) и полулогарифмических (*2*) координатах ($S^{*}_{\text{см}} = (S_{\text{в}}-S_{\text{в.о}})/(1-S_{\text{в.о}})$)

откуда

$$S_{\text{см}}^{*} = 1/(P_{\text{к}}/P_{\text{к.н}})^{\lambda}. \tag{4.82}$$

При экстраполяции прямой линии *2* (рис. 4.38), построенной по уравнению (4.81), до значения $S_{\text{см}} = 100\%$ величина $P_{\text{к.п}}$ часто совпадает с пороговым давлением $P_{\text{порог}}$. В уравнении кривой капиллярного давления малые значения λ указывают на значительные пределы изменения размеров пор, в то

Таблица 4.16

Пределы изменения размеров пор	Частота распределения	Капиллярное давление	λ
Очень широкие			0,5
Широкие			2
Средние			4
Однородное распределение			∞

время как большие значения λ свидетельствуют об однородном распределении пор по размерам. Связь между размером пор, частотой встречаемости, изменением капиллярного давления и параметром распределения λ показана в табл. 4.16. Величина $P_{к.н}$ зависит в основном от среднего размера пор, а значение λ определяется типом распределения пор по размерам.

4.6.2. Оценка относительных проницаемостей при фильтрации в однородных породах

4.6.2.1. Введение

По результатам лабораторных определений относительной проницаемости на большом числе образцов сравнительно однородных пород можно установить некоторые корреляционные связи основных критических параметров. Классическими являются зависимости $S_{в.о}$, $S_{н.о}$, $K_н/K|_{S_в=S_{в.о}}$ и $K_в/K|_{S_н=S_{н.о}}\sqrt{K/\Phi}$ (рис. 4.39).

При недостаточном количестве данных кривые относительной проницаемости могут быть построены при помощи аналитических выражений, в которых параметр λ выбирается в соответствии с распределением пор по размерам. Необходимо также определить смачивающие и несмачивающие фазы, а также учесть изменения насыщенности пор в течение жизни коллектора [26, 27]. Эта методика, разработанная для однородного коллектора, дает очень представительные результаты. Проблема становится более сложной, если приходится учитывать неоднородность пористой среды.

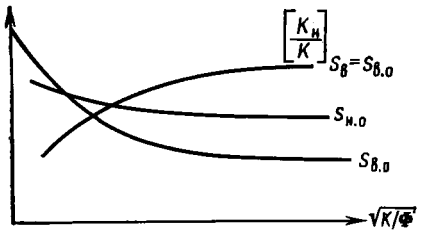


Рис. 4.39. Критические значения относительной проницаемости в виде функции от $\sqrt{K/Ф}$

Применение стандартных методов при использовании керна с типичными неоднородными характеристиками обычно не приносит успеха. Иногда можно улучшить стандартную методику, используя зависимость между вытеснением нефти и изменением давления [28]. При проведении лабораторных определений должны учитываться условия эксперимента (скорость насыщения водой, смачиваемость, длина керна [22]).

В опыте с вертикальной пропиткой водой неоднородного керна результаты могут быть недостоверными, поскольку длина образца может быть значительно меньше, чем высота подъема воды за счет капиллярности.

4.6.2.2. Методика аналитической обработки данных

В однородных породах на относительную проницаемость влияют в основном изменения насыщенности в течение жизни коллектора. Поэтому необходимо учитывать, какие процессы (дренирование или пропитка) приводили к таким изменениям.

а. Случай дренирования

1. Две фазы

$$K_{о.см} = (S^*_{см})^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}};$$

$$K_{о.нсм} = (1 - S^*_{см})^2 \left[1 - (S^*_{см})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right], \qquad (4.83)'$$

где $K_{о.см}$ — относительная проницаемость смачивающей фазы;
$K_{о.нсм}$ — относительная проницаемость несмачивающей фазы.

2. Три фазы

Для подвижной водяной фазы

$$K_{о.в} = \left(\frac{S_в - S_{в.о}}{1 - S_{в.о}} \right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} = (S^*_в)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}. \qquad (4.84)$$

Если вода неподвижна, $S_в = S_{в.о}$.

Для нефтяной фазы

$$K_{\text{о.н}} = K^* \left(\frac{S_{\text{н}}}{1 - S_{\text{в.о}}}\right)^2 \left[\left(\frac{S_{\text{н}} + S_{\text{в}} - S_{\text{в.о}}}{1 - S_{\text{в.о}}}\right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} - \left(\frac{S_{\text{в}} - S_{\text{в.о}}}{1 - S_{\text{в.о}}}\right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right], \tag{4.84}'$$

где K^* — относительная проницаемость несмачивающей фазы при остаточной насыщенности смачивающей фазой.

Для газовой фазы

$$K_{\text{о.г}} = K^* \left(\frac{S_{\text{г}} + S_{\text{кр}} - Sl}{S_{\text{кр}} - S_{\text{в.о}}}\right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_{\text{н}} + S_{\text{в}} - S_{\text{в.о}}}{1 - S_{\text{в.о}}}\right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right], \tag{4.85}$$

где $S_{\text{кр}} = 1 - S_{\text{кр.г}}$.

В случае двухфазного течения смачивающая фаза нормируется для $S_{\text{см}} = 100\%$, и, следовательно, максимальная проницаемость смачивающей фазы будет равна абсолютной проницаемости. Максимальная относительная проницаемость несмачивающей фазы получается для $1 - S^*_{\text{см.о}}$.

При остаточной насыщенности смачивающей фазы проницаемость несмачивающей фазы выражается уравнением [25]

$$K^* = \left[\frac{K_{\text{нсм}}}{K}\right]_{S = S_{\text{см.о}}} = 1{,}08 - 1{,}11 S_{\text{см.о}} - 0{,}73 (S_{\text{см.о}})^2.$$

Движение несмачивающей фазы начинается при значении критической насыщенности этой фазой $S_{\text{кр.нсм}}$. Это значение, отличное от $S_{\text{см}} = 100\%$ или от $S_{\text{нсм}} = 0$, представляет собой критическое значение, обозначаемое $S_{\text{кр}}$ (рис. 4.40).

б. Случай пропитки

Во время процесса дренирования капиллярные силы (совместно с силами вязкости) противодействуют вытеснению смачивающей фазы несмачивающей. И наоборот, во время процесса пропитки капиллярные силы способствуют вытеснению несмачивающей фазы смачивающей фазой.

Проблема определения насыщенности несмачивающей фазой исследовалась Нааром и Хендерсоном [29] и Ландом [30]. Они пришли к выводу о том, что основную трудность представляет

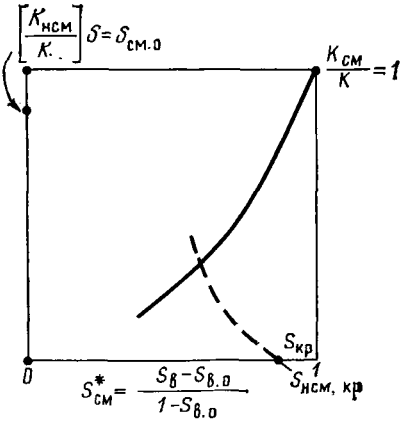


Рис. 4.40. График, иллюстрирующий величину относительной проницаемости смачивающей и несмачивающей фаз в критических точках при дренировании

создание точного уравнения связи между насыщенностью несмачивающей фазой и содержанием защемленной фазы. Ланд [30] установил, что связь между начальной и остаточной газонасыщенностью выражается уравнениями:

$$S^*_{\text{г. нач}} = S_{\text{г.нач}}/(1 - S_{\text{в.о}});$$
$$S^*_{\text{г. о}} = S_{\text{г.о}}/(1 - S_{\text{в.о}}), \tag{4.86}$$

которые можно обобщить следующим образом:

$$\frac{1}{S^*_{\text{г. о}}} - \frac{1}{S^*_{\text{г. нач}}} = C, \tag{4.87}$$

где C — константа защемления газа (рис. 4.41), которая при $S^*_{\text{г.нач}} = 1$ и $S^*_{\text{г.о}} = S^*_{\text{г.о max}}$ будет равна

$$C = (1/S^*_{\text{г.о max}}) - 1, \tag{4.88}$$

где $S^*_{\text{г.о max}}$ представляет собой эффективную газонасыщенность в конце процесса пропитки пористой среды.

Значения C для различных пород были определены и опубликованы Уитсоном [15]. Более точные величины, полученные подбором, были опубликованы Ландом [30] (табл. 4.17).

Таблица 4.17

Величины констант защемления для различных пород

Формация	$S_{\text{в.о}}$	λ	Ф	C
Меловая	1,152	0,464	0,350	1,98
Або	0,200	0,769	0,130	0,597
Ленсинг	0,121	0,644	0,251	0,387
Смаковер	0,045	0,658	0,311	1,603
Смаковер	0,210	0,632	0,137	0,739
Алендум	0,020	10,00*	0,450	4,617(1,800)**
Бэреа	0,190	∞*	0,230	1,273(0,800)**
Торпедо	—		0,230	1,273

*Определено подбором данных для кривой дренирования.
** Определено подбором данных для кривой пропитки, причем первые значения получены экспериментально.

Первые пять формаций представлены карбонатными коллекторами, а последние три — однородными песчаниками с идеальными свойствами.

В случае отсутствия информации величина C может приниматься приблизительно равной 1,5—2.

в. Относительные проницаемости при совместной фильтрации газа и воды

Относительная проницаемость для газа при отсутствии в пористой среде нефти и наличии воды определяется уравнением

$$K_{\text{о.г прп}} = \left[\frac{(S_{\text{доп}} - 1)}{(S_{\text{доп}} - S_{\text{в.о}})} + S^*_{\text{г. св}} \frac{(1 - S_{\text{в.о}})}{(S_{\text{доп}} - S_{\text{в.о}})}\right]^2 \times$$

$$\times \left[1 - (1 - S^*_{\text{г. св}})^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right], \qquad (4.89)$$

где $S^*_{\text{г.св}}$ — насыщенность свободным газом:

$$S^*_{\text{г. св}} = \left[\frac{1}{2}(S^*_{\text{г}} - S^*_{\text{г.о}}) + \sqrt{(S^*_{\text{г}} - S^*_{\text{г.о}})^2 + \frac{4}{C}(S^*_{\text{г}} - S_{\text{г.о}})}\right]; \qquad (4.90)$$

$$S^*_{\text{г}} = \frac{S}{1 - S_{\text{см}}}; \quad S^*_{\text{г. о}} = \frac{S_{\text{г. ост}}}{1 - S_{\text{в.о}}}; \quad S^*_{\text{г.нач}} = \frac{S_{\text{г.нач}}}{1 - S_{\text{в.о}}}.$$

Для той же самой двухфазной системы относительная проницаемость для воды будет такой же, что и в случае дренирования:

$$K_{\text{о.в}} = (1 - S^*_{\text{г}})^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} = (S^*_{\text{в}})^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}. \qquad (4.91)$$

4.6.2.3. Выводы

При сравнении поведения кривых относительной проницаемости, полученных при дренировании и при пропитке, можно отметить следующее:

1. При $S^*_{\text{г}} = 0$, в случае как пропитки водой пор и вытеснения газовой фазы, так и вытеснения воды газом, величины относительной проницаемости для смачивающей фазы $K_{\text{о.в}}$ будут одинаковыми.

2. Даже если $S^*_{\text{г}} > 0$, разница между $K_{\text{о.в прп}}$ и $K_{\text{о.в.др}}$ очень мала.

3. Поведение относительной проницаемости для несмачивающей фазы будет иным: $K_{\text{о.г}}$ существенно выше при дренировании, чем при пропитке, когда возрастающая насыщенность $S^*_{\text{г. нач}}$ обусловливает уменьшение относительной проницаемости для газа и увеличения остаточной газонасыщенности $S^*_{\text{г. о}}$.

4. В процессе пропитки водой предельные значения кривой относительной проницаемости для газа могут быть в интервале от $S^*_{\text{г. нач}} = 1$ до $S^*_{\text{г. нач}} = 0$.

В первом случае, когда $S^*_{\text{г.нач}} = 1$, $S_{\text{о.г}} = S_{\text{о.г max}}$ и $K_{\text{о.г}}$ будет наименьшей относительной проницаемостью для газа. С другой сторо-

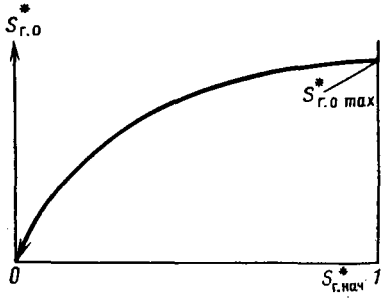


Рис. 4.41. Кривая зависимости остаточной газонасыщенности $S^*_{г.о}$ от начальной $S^*_{г.нач}$ при вытеснении методом пропитки

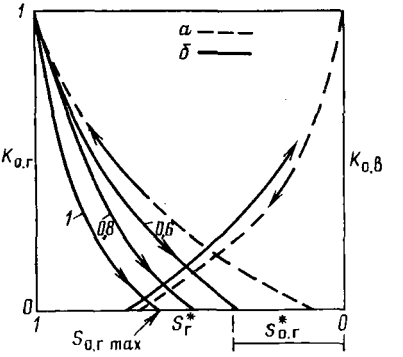


Рис. 4.42. Влияние начальной газонасыщенности $S^*_{г.нач}$ на кривые относительной проницаемости при дренировании и при пропитке [25].

а — дренирование; *б* — пропитка; шифр кривых — значения $S^*_{г.нач}$

ны, когда $S^*_{г.нач} = 0$, то $S^*_{о.г} = 0$, как показано на рис. 4.41, и $C = \infty$ по уравнению (4.87). В последнем случае относительная проницаемость для газа при условиях пропитки будет такой же, что и при дренировании (рис. 4.42).

4.6.3. Оценка относительной проницаемости в неоднородных породах

Проблема изучения неоднородности пород в течение длительного времени сводилась к изучению изменений проницаемости коллектора по площади и простиранию и влияния этих изменений на поведение месторождения при разработке. Позднее неоднородность пород-коллекторов была рассмотрена в аспекте ее влияния на относительные проницаемости [31]. С этой точки зрения наибольшее значение имеет неоднородность коллекторов, обусловленная слоистостью, когда течение может быть направлено параллельно слоям или перпендикулярно к ним, и наличием систем с двойной пустотностью, таких, как трещиновато-поровые, кавернозно-поровые и кавернозно-трещиновато-поровые.

4.6.3.1. Относительная проницаемость в слоистых породах

Слоистость породы — одна из наиболее распространенных причин неоднородности, особенно в песчаниках. Слоистая порода состоит из чередующихся слоев тонко- и крупнозернистого материала, образующих пропластки различной толщины и проницаемости. Течение в такой породе может быть параллельным плоскости напластования или перпендикулярным к ней. Связь между характеристика-

ми слоев и направлением течения будет влиять на оценку относительной проницаемости.

Подход к решению проблемы определения относительных проницаемостей для нефти и газа при течении их в многослойном пласте был разработан Кори [31].

а. Теоретический подход

Оценка относительной проницаемости производится на основе следующих уравнений.

Кривая капиллярного давления при дренировании аппроксимирована уравнением

$$1/P_к^2 = BS^*_{н.\,эф}, \tag{4.92}$$

где B — константа; $S^*_{н.\,эф}$ —эффективная нефтенасыщенность (часть порового объема, в %, в котором может осуществляться фильтрация).

Относительные проницаемости выражены в виде функции насыщенности:

$$\begin{aligned} K_{о.н} &= (S^*_н)^4; \\ K_{о.г} &= (1 - S^*_н)^2 [1 - (S^*_н)^2]; \\ S^*_н &= \frac{S^*_н - S^*_{н.о}}{1 - S^*_{н.о}}. \end{aligned} \tag{4.93}$$

б. Пример вычисления

На основании уравнений (4.92) и (4.93) были сделаны расчеты для пласта-коллектора, представленного двумя пропластками (слоями), находящимися в состоянии капиллярного равновесия. Известны следующие параметры: остаточная нефтенасыщенность $S_{н.о}$ = =20%; абсолютная проницаемость пропластков K_1=1 мкм^2 и K_2=0,01 мкм^2; константа B=10.

Течение может быть параллельным напластованию или перпендикулярным к нему. Проницаемость системы была рассчитана для четырех случаев, схематично показанных на рис. 4.43. Результаты расчетов приведены в табл. 4.18.

Относительные проницаемости для нефти и газа этих составных пластов были рассчитаны по уравнениям (4.92) и (4.93). В случаях *1* и *2* соотношение объемов слоев было 50 и 50%, в случаях *3* и *4*— 90 и 10%. Рассчитанные значения относительных проницаемостей оказались зависящими от $S_{кр.ф}$, направления потока относительно напластования и распределения объемов слоев. Графики для случаев *1* и *2* показаны на рис. 4.44, *а*, для случаев *3* и *4* — на рис. 4.44, *б*.

В заключение можно сделать следующие выводы.

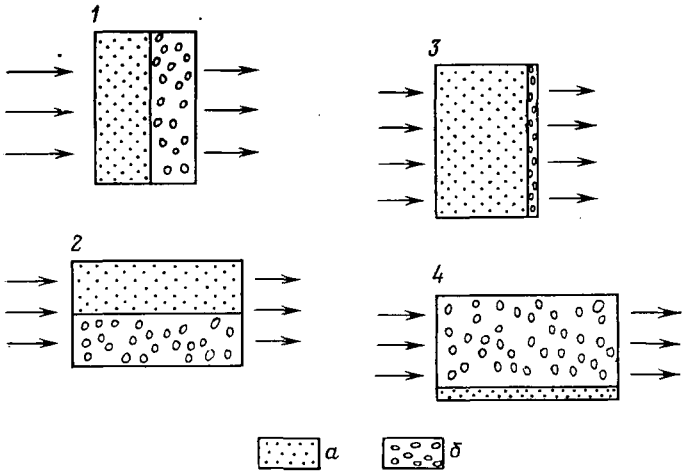


Рис. 4.43. Перпендикулярное и параллельное сочленение слоев.
Слои с проницаемостью, мкм²: *а* — 0,1, *б* — 0,01. Случаи *1—4* см. в табл. 4.18.

Критическая газонасыщенность в случаях течения, перпендикулярного к слоистости (35% в случае *1*, 65% в случае *3*), значительно выше насыщенности в случаях течения, параллельного слоистости (напластованию) (6% в случае *2* и 1% в случае *4*).

Таблица 4.18

Случай (см. рис. 4.43)	Распределение объемов слоев, %		Направление потока относительно слоистости	Расположение слоев относительно потока	Проницаемость системы, мкм²
	1-й слой — $K_1 = 1$ мкм²	2-й слой — $K_2 = 0{,}01$ мкм²			
1	50	50	Перпендикулярное	Последовательное	$\overline{K} = 2K_1K_2/(K_1 + K_2) = 0{,}0182$
2	50	50	Параллельное	Параллельное	$\overline{K} = (K_1 + K_2)/2 = 0{,}055$
3	90	10	Перпендикулярное	Последовательное	$\overline{K} = 10K_1K_2/(9K_2 + K_1) = 0{,}0526$
4	10	90	Параллельное	Параллельное	$\overline{K} = (K_1 + 9K_2)/10 = 0{,}019$

В случае *3*, когда объем низкопроницаемого слоя составляет 10%, относительная проницаемость для нефти и газа наиболее высокая. Можно сделать вывод, что для процесса фильтрации газа и нефти при течении, перпендикулярном к слоистости, идеальной будет неоднородная формация, в которой чередуются слои тонкие с низкой проницаемостью и мощные с высокой проницаемостью.

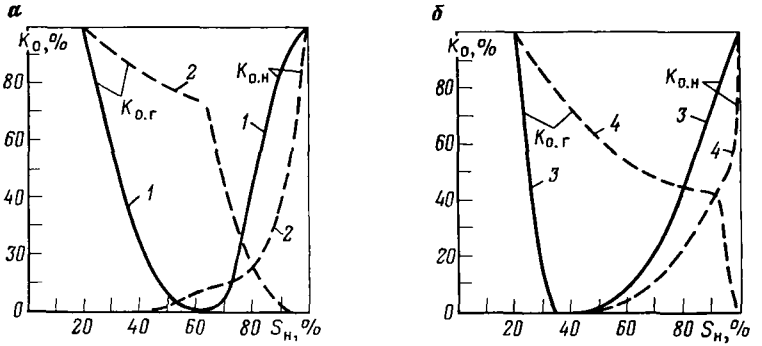


Рис. 4.44. Кривые зависимости относительной проницаемости $K_о$ от нефтенасыщенности $S_н$ по данным табл. 4.18 [31]

Наличие на кривой $K_{о.г}$ участков с разным наклоном для случаев течения параллельно напластованию объясняется влиянием насыщенности, соответствующей критическому ее значению для низкопроницаемого слоя. Перегиб кривой отмечается при $S_г=35\%$ в случае *2* и при $S_г=8\%$ в случае *4* (фильтрация происходит в основном по низкопроницаемому слою).

Уменьшение $K_{о.н}$ с увеличением газонасыщенности более резкое при течении, параллельном напластованию (случаи *2* и *4*), чем при перпендикулярном (случаи *1, 3*). Наиболее резкое уменьшение наблюдается в случае *4*, когда пласт с низкой проницаемостью имеет значительно больший объем.

в. Результаты экспериментов

Результаты исследования керна песчаников при течении, параллельном напластованию и перпендикулярном к нему, представлены на рис. 4.45.

При течении, параллельном напластованию, критическое насыщение газа очень мало по сравнению со случаем течения, перпендикулярного к напластованию. На кривую относительной фазовой проницаемости для нефти неоднородность породы влияет меньше.

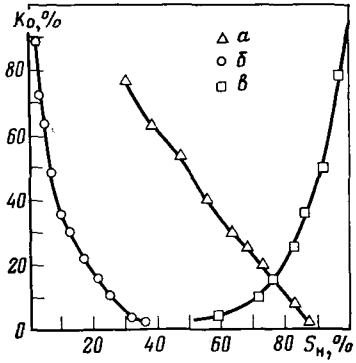


Рис. 4.45. Кривые зависимости относительной проницаемости $K_о$ от нефтенасыщенности $S_н$ [31].

$K_{о.г}$, течение: *а* — параллельное напластованию, *б* — перпендикулярное к нему; *в* — $K_{о.н}$, течение, параллельное напластованию

г. Дополнительные сведения

Влияние некоторых типов неоднородности породы на заводнение было исследовано Хапплером [22], который провел серию расчетов и экспериментов на керне (табл. 4.19).

Таблица 4.19

Случай	Число слоев	Отношение проницаемостей слоев	Случай	Число слоев	Отношение проницаемостей слоев
1	2	1/1	*3*	2	10/1
2	20	1/1	*4*	20	10/1

Результаты этих исследований показали следующее:

в случаях *1* и *2* наблюдалось отсутствие влияния скорости закачки, длины керна и соотношения вязкостей воды и нефти;

влияние смачиваемости, скорости закачки и длины керна на процесс заводнения отчетливо проявлялось в случаях *3* и *4*;

в случаях с двадцатью слоями поперечный поток за счет действия капиллярных сил помогает дренированию плотной породы, в то время как в случаях с двумя слоями этот эффект не наблюдается;

более высокая эффективность вытеснения была получена при разделении керна на шесть частей (случай *3*) и повороте слоев на 180°, менее представительные результаты были получены в случае *4*.

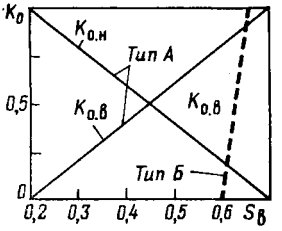
4.6.3.2. Относительная проницаемость в кавернозных и трещиноватых породах

Для карбонатных пород, в которых кроме первичной пустотности — межгранулярной пористости развита вторичная пустотность — кавернозность, применимость стандартных методов измерения относительных проницаемостей сомнительна, особенно если вторичная пустотность значительна и равномерно распределена по объему породы.

а. Относительные проницаемости для воды и нефти в кавернозных породах (по данным лабораторных экспериментов)

Характер относительных проницаемостей для воды и нефти исследовался в лабораторных условиях на моделях из стеклянных шариков, в которых неизбежны каверны. Полученные результаты следует считать качественной характеристикой. При высоких скоростях прокачки вода полностью вымывала нефть из пустотного пространства, а при низких скоростях, когда проявление капиллярных сил становилось существенным, нефть оставалась в кавернах. Полученные результаты позволяют выделить два типа кривых:

Рис. 4.46. Кривые зависимости относительной проницаемости K_o от водонасыщенности $S_в$ [22]



тип А — обе кривые, выражающие зависимость относительных проницаемостей для нефти и воды ($K_{o.н}$ и $K_{o.в}$) от водонасыщенности, имеют вид прямых линий (рис. 4.46); причем в эксперименте наблюдалось, что иногда вода протекала по дну пустот, еще содержащих нефть;

тип Б — соответствует условиям фильтрации воды после продвижения водонефтяного фронта, в том числе через пустоты, до тех пор, пока вся нефть не будет полностью удалена; относительная проницаемость для воды изменяется от нуля (когда нефть еще содержится в пустотах) до 1 (когда нефть полностью вытеснена из пустот).

Моделирование относительной проницаемости и соответствующие лабораторные эксперименты были проведены Арчером [32] на образцах кавернозных карбонатных пород. Результаты показали существенные различия между данными, полученными на кернах в лабораторных условиях и данными моделирования, при котором осуществлялось поршневое вытеснение, характерное для обычного порового коллектора.

б. Относительные проницаемости для газа и нефти при их совместной фильтрации в кавернозном известняке (по данным лабораторных экспериментов)

Судя по экспериментам, проведенным Эбграллом и Ифли [33], величина критической насыщенности газом в случае двухфазного потока может стать очень высокой, особенно если скорость падения давления мала. Газовая фаза появляется в кавернах, но остается неподвижной до тех пор, пока бóльшая часть нефти не вытеснится из них. Это объясняется тем, что выделившийся из нефти газ, собираясь в кавернах, не

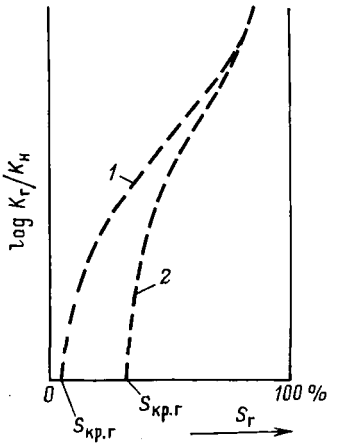
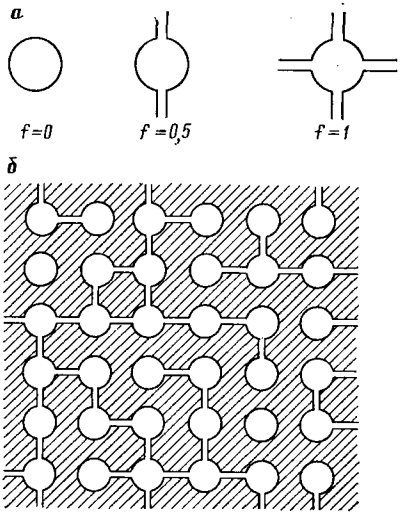


Рис. 4.47. Кривые зависимости ($\log K_г/K_н$)—$S_г$. Известняк: *1* — кристаллический; *2* — кавернозный

может вытеснять нефть в породу матрицы, которая окружает каверны, из-за противодействия капиллярных сил. И лишь позднее, когда будет достигнута повышенная насыщенность свободным газом породы матрицы, относительные проницаемости кавернозно-матричной системы будут описываться единой зависимостью $K_г/K_н$ от $S_г$. Кривые на рис. 4.47 показывают различие характера этой зависимости при фильтрации газа и нефти в одной и той же породе (матрице), но при наличии пустот (каверн) или их отсутствии. При низкой скорости падения давления $\Delta P/\Delta t$ кривую зависимости $K_г/K_н - S_г$ для фильтрации в известняке с межзерновой пустотностью необходимо заменить на соответствующую кривую для кавернозного известняка.

в. Относительные проницаемости при фильтрации в кавернозно-трещиноватых породах (теоретический подход)

Относительные проницаемости при фильтрации флюидов в трещинах и кавернах, образующих вторичную пустотность в известняке с межзерновой пустотностью, исследовались на упрощенной модели, разработанной Эрлихом [24]. В модели имелись изолированные каверны внутри матрицы и каверны, соединенные трещинами, простирающимися в одном или двух направлениях (рис. 4.48, *а*). Степень связанности каверн и трещин выражается вероятностным коэффициентом f. Характер связи каверн и трещин при изменении f от нуля до 1 иллюстрируется на рис. 4.48, *а*. Пример наличия кавернового-



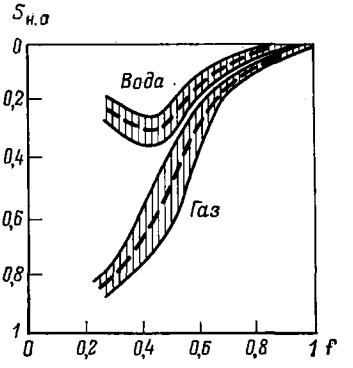


Рис. 4.49. График зависимости остаточной нефтенасыщенности $S_{н.о}$ от коэффициента f для данной модели [24]

Рис. 4.48. Трещиновато-кавернозная модель [24].
а — типы взаимосвязи каверн при разных значениях f; *б* — трещинно-кавернозная система в матрице при $f=0,5$

трещинной системы в матрице с вероятностным коэффициентом взаимосвязи, равным 0,5, приведен на рис. 4.48, *б*.

Оценка остаточной нефтенасыщенности проводилась на модели Эрлиха [24], состоящей из массива 12×12 каверн, сообщаемость которых выбиралась случайно в соответствии с заданным коэффициентом взаимосвязи f. При f, равном 0,5, число возможных местоположений трещин равно 312. Если одни трещины заполнены нефтью, а другие водой, то можно смоделировать процесс вытеснения. На рис. 4.49 показано изменение остаточной нефтенасыщенности для случаев вытеснения воды и газа в зависимости от коэффициента f. Результаты моделирования были сравнены с данными по керну. Совпадение результатов было удовлетворительным за исключением образцов породы с развитой вторичной пустотностью, в которых в случае несмешивающегося вытеснения наблюдались значительно более высокие значения остаточной нефтенасыщенности. Используя такие модели трещинно-матричных блоков, можно более обоснованно подойти к оценке процесса вытеснения.

г. Относительные проницаемости при фильтрации в трещинно-матричных системах (теоретический подход)

Относительные проницаемости при фильтрации флюидов в трещинно-матричной или трещинно-матричной с микротрещинами системах могут изучаться по данным, полученным в лаборатории при исследовании обычными методами. Изучение с помощью этих методов оказывается более успешным, если в керне выделяется преобладающее направление трещин. К решению проблемы можно подойти, используя уже рассмотренные методы для случая неоднородных пород (составных слоистых пластов [24], каверн и трещин [31]). В результате могут быть построены кривые псевдоотносительной проницаемости.

Общие представления об относительных проницаемостях при фильтрации в трещиноватых породах были сформулированы Бристором [34]. В основном они сводились к следующему:

в трещиноватом пласте при существовании градиентов давления, возникающих в процессе капиллярной пропитки водой, между трещиной и матрицей будет происходить обмен жидкостями;

смачивающая фаза будет перетекать в матрицу, а несмачивающая обратно из матрицы в трещины, во всяком случае в зонах, насыщенных соответственно водой и нефтью (рис. 4.50);

для такой модели относительные проницаемости становятся функцией степени насыщения трещин и пористой среды;

процесс рассматривается как непрерывное течение в обеих зонах — блоках матрицы и трещинах.

Схематичное представление таких кривых относительных проницаемостей приведено на рис. 4.51. Основываясь на предположении о непрерывности течения в блоках и трещинах, для таких случаев можно сделать следующие выводы.

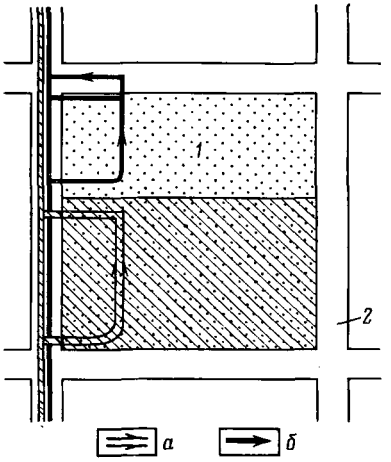


Рис. 4.50. Схематизация процессов перетока смачивающей и несмачивающей фаз в матрице и трещинах [34].
Фазы: *а* — смачивающая; *б* — несмачивающая. *1* — матрица; *2* — трещина

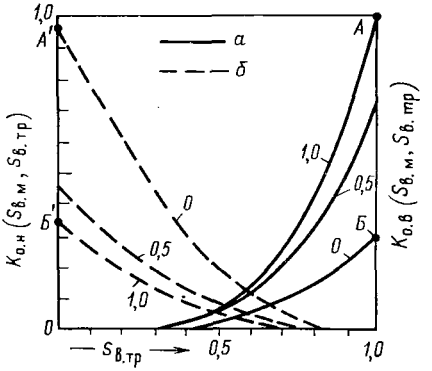


Рис. 4.51. Относительная проницаемость в трещинно-матричном элементе пласта-коллектора [34].
Кривые: *а* — $K_{о.в}$; *б* — $K_{о.н}$. Шифр кривых — значения $S_{в.м}$

Форма кривых относительной проницаемости $K_{о.н}$ и $K_{о.в}$ будет изменяться в зависимости от водонасыщенности трещин $S_{в.тр}$ (см. рис. 4.51).

Взаимосвязь между двумя относительными проницаемостями определяется выражениями

$$K_{о.н} = \left[\frac{K_2}{K} + \left(1 - \frac{K_2}{K}\right)(1 - S_{в.м}^2)\,(1 - S_{в.м})^2\right](1 - S_{в.тр})^2 \times$$

$$\times\,(1 - S_{в.\,тр}^2); \qquad (4.94)$$

$$K_{о.в} = \left[\frac{K_2}{K} + \left(1 - \frac{K_2}{K}\right) S_{в.\,тр}^4\right] S_{в.\,тр}^4, \qquad (4.95)$$

которые подобны уравнениям, предложенным Кори.

Основные данные с рис. 4.51 сведены в табл. 4.20.

Эти результаты можно проинтерпретировать следующим образом.

Точка A соответствует максимальной водонасыщенности матрицы и трещин: $S_{в.м}=1$; $S_{в.тр}=1$. Ни в матрице, ни в трещинах нефти нет — $K_{о.в}=1$.

В точке $Б$ $S_{в.м}=0$ и $S_{в.тр}=1$. Это означает, что матрица насыщена нефтью, а трещины — водой.

Значения проницаемостей таковы:

$$K_{о.в}|_A = K;$$

$$K_{о.в}|_Б = \frac{K_ф}{K},$$

где K — абсолютная проницаемость трещинно-матричной системы; $K_ф$ — фазовая проницаемость.

Таблица 4.20

При			$K_{о.в}$	$K_{о.н}$	Примечания
$S_{в.м}$	$S_{в.тр}$	$S_н$			
1	1	1	1 (точка $А$)		$K_{о.в} = K_{о.в\ max}$
0	1	1	1 (точка $Б$)		$K_{о.в} = K_{о.в\ min}$
0,5	1	0,5	Средняя		
0	0	1		1	$K_{о.в} = K_{о.н\ min}$
1	0	0		$\ll 1$	$K_{о.н} = K_{о.н\ min}$
0,5	0	0,5		Средняя	

Применение результатов [35]. В случае идеализированной трещинно-матричной системы, состоящей из кубических блоков (рис. 4.52), значение проницаемости определяется по уравнению:

$$K_{о.\,в.\,бл} = \frac{K_ф}{K} \text{ для } S_{в.м} = 0,\ S_{в.\,тр} = 1.$$

Исходя из рис. 4.20, по данным табл. 4.6 (для модели *6*) получаем:

$$K_ф = K_{тр} = \frac{1}{18} b^2 Ф_{тр} = \frac{1}{18} b^2 \left(\frac{3b}{a}\right) = \frac{1}{6} \frac{b^3}{a}.$$

Поскольку проницаемость трещинно-матричной системы описывается уравнением

$$K_{тр.\,пл} = K_м + K_{тр} = K_м + \frac{1}{6} \frac{b^3}{a},$$

то

$$K_{о.\,в.\,бл.} = K_ф/K = \frac{b^3/6a}{K_м + b^3/6a} = \frac{1}{1 + 6K_м a/b^3}, \qquad (4.96)$$

что соответствует точке $Б$ с насыщенностью $S_{в.м}=0$ и $S_{в.тр}=1$.

Для обобщения этой модели был построен график зависимости $K_{о.в}|_Б$ от b при различных значениях $aK_м$ (рис. 4.53). Из рис. 4.53 можно видеть, что при данных величине проницаемости матрицы и размере блока любое сокращение ширины трещины приводит к значительному уменьшению величины $K_{о.в}$ в точке $Б$. Другими словами, относительная проницаемость для воды велика в больших трещинах и имеет малое значение в очень тонких трещинах.

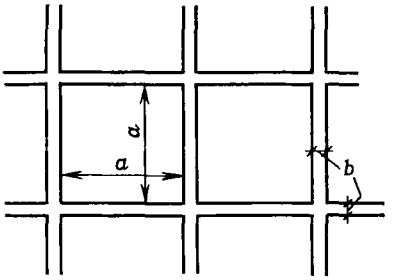


Рис. 4.52. Разрез трещинно-матричной модели с кубическими блоками.
а — размеры блоков; *b* — раскрытость трещин

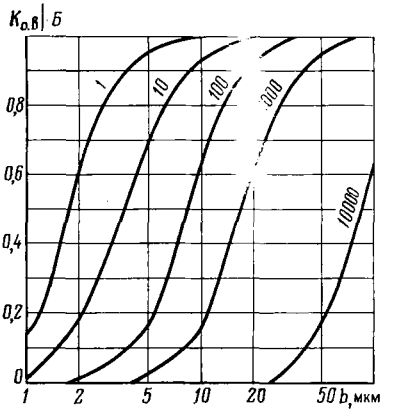


Рис. 4.53. Кривые зависимости $K_{о.в}/Б$ от ширины трещин b для различных значений $aK_м$ в случае идеализированной модели пласта-коллектора с кубическими блоками.
Шифр кривых — значения $aK_м$, мкм·мкм²

Пример. Для блока высотой 100 см и проницаемостью матрицы 0,001 мкм² при раскрытости трещин $b=10$ мкм значение $K_{о.в}|_Б$ уменьшается до 0,00016 мкм².

Значение $K_{о.в}|_Б$ остается тем же самым для идеализированных моделей *3, 4, 5* (см. табл. 4.6), уменьшаясь до величины $b^3/12a$ только для моделей *1* и *2*.

д. Относительные проницаемости при фильтрации в системе трещин (матрица не рассматривается)

К оценке относительных проницаемостей при фильтрации флюидов только по трещинам следует подходить иначе, чем в случае пористой среды, поскольку гидравлический радиус трещин значительно больше радиуса пор в породах с межзерновой пустотностью. В общем можно сказать, что течение двух фаз в трещинной среде должно быть связано с условиями фильтрации и физическими параметрами флюидов и породы.

Условия фильтрации показаны на рис. 4.54:

а — струйное течение — струйка смачивающей фазы прилипла только к одной стенке трещины; б — капельное течение — капли смачивающей фазы касаются обеих стенок трещины в результате эффекта плавучести; *в* — шнурковое течение — флюид течет непрерывной струей, и смачивающая фаза касается стенок трещины.

Физическими параметрами жидкостей и породы, влияющими на характер фильтрации в системе трещин, являются плотность, вязкость, межфазное натяжение, смачиваемость, раскрытость трещин, шероховатость стенок трещин и их наклон.

Первая попытка изучения относительных проницаемостей при двухфазном течении была предпринята Роммом [8] на упрощенной

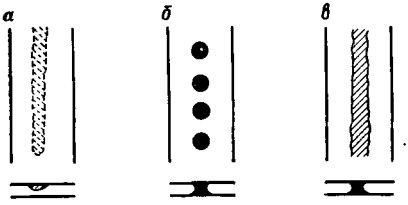


Рис. 4.54. Режимы течения в трещинах [35]

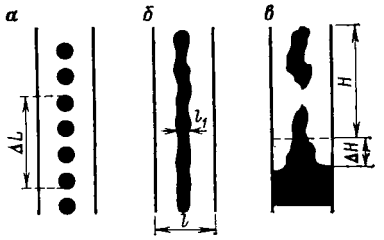


Рис. 4.55. Измерения насыщенности в трещине в процессе сегрегации.
Характер течения: *а* — капельный; *б* — шнурковый; *в* — всплывание

модели, образованной 10—20 параллельными трещинами. Насыщенность определялась по величине электрического сопротивления, а проницаемость оценивалась по скорости течения обеих жидкостей — воды и керосина. Полученные результаты показали ту же самую линейную зависимость проницаемости от насыщенности, что и на графике рис. 4.46. Поскольку процесс двухфазного течения в трещине не может быть сведен только к одной трещине, пришлось признать, что полученные результаты имеют ограниченное значение. Связь между трещинами может полностью изменить характеристики течения.

Другие эксперименты, проведенные Дю Прейем, были выполнены на плексигласовых плоских моделях, причем флюид закачивался в одно или несколько отверстий. Относительные проницаемости были определены через дебиты $Q_н$ и $Q_в$ по уравнениям

$$K_{о.н} = \frac{12Q_н\mu_н L_{тр}}{ab^3\Delta P_н};$$

$$K_{о.в} = \frac{12Q_в\mu_в L_{тр}}{ab^3\Delta P_в}, \qquad (4.97)$$

Давления $\Delta P_н$ и $\Delta P_в$ не могут быть измерены, поскольку оба флюида находятся в движении, но эту проблему можно разрешить при условии, если одна фаза удерживается в неподвижном состоянии, а для второй остается возможность двигаться вследствие эффекта сегрегации (разделения) флюидов. В этом случае градиент давления будет создаваться за счет действия сил гравитации $\Delta\gamma g \sin\alpha$. Насыщенность определяется при различных условиях течения путем измерения в течение эксперимента времени или длины (рис. 4.55):

капельный («четочный») режим (по замеренному времени $t_{зам}$), как показано на рис. 4.55, *а*,

$$S = \frac{V_н}{V_н + V_{мод}} = \frac{qt_{изм}}{\Delta L},$$

где $V_{мод}$ — объем модели (без нефти);

шнурковый режим (рис. 4.55, *б*)

$$S = \frac{l_1}{l};$$

сегрегация воды и нефти (рис. 4.55, *в*)

$$S = \frac{\Delta H}{\Delta H + H}.$$

Эксперименты по двухфазному течению были проведены также Мериллом [37], который использовал две параллельные стеклянные пластины, между которыми прокачивались определенные порции рассола и углеводородной жидкости. Основываясь на теоретическом анализе и результатах эксперимента, Мерилл рекомендовал форму зависимости между градиентом общего давления $\Delta P/l$ и градиентом фазового давления $\Delta P/L_{тр}$ в виде

$$\frac{\Delta P}{l} = \frac{12\mu_в}{b^2}\left(V_{нас.в} + V_{нас.н}\frac{\mu_н}{\mu_в}\right) + \frac{\Delta P_i}{L_{тр}}, \qquad (4.98)$$

по которой относительная проницаемость для фазы i (нефть или вода) равна

$$K_{о.\,i}^{(l)} = \frac{12Q_i\mu_i}{ab^3\left[12\mu_в\left(Q_в + Q_п\mu_н/\mu_в\right)/ab^3 + \Delta P/L_{тр}\right]}. \qquad (4.99)$$

Процесс двухфазного течения в сети трещин необходимо исследовать дальше с целью поиска ответов на ряд вопросов, например, таких:

1. Можно ли концепцию относительной проницаемости применить и к сети трещин?

2. Если капли несмачивающей фазы попадают из матрицы в трещину, заполненную смачивающей фазой, то каковы условия фильтрации этих капель? Какова связь между раскрытостью трещин и минимальной силой, способной перемещать эти капли? Каково поведение этих капель в горизонтальных трещинах и в вертикальных?

Кроме того, материальный баланс в трещиноватом пласте-коллекторе существенно зависит от перетока флюидов в трещинно-матричной системе.

4.7. Кривая капиллярного давления

В трещиноватом пласте-коллекторе силы капиллярного давления играют значительно более важную роль, чем в поровом коллекторе. Здесь они являются чрезвычайно важным компонентом механизма движения флюидов, в то время как в поровом коллекторе роль капиллярных сил в динамике более ограничена.

В трещиноватом пласте-коллекторе капиллярные силы помогают процессу вытеснения при режиме пропитки или препятствуют

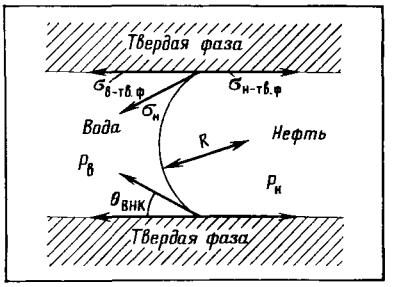


Рис. 4.56. Гидростатическое равновесие — две жидкие фазы в контакте с твердой фазой [39].
R — радиус мениска

ему при режиме дренирования. В этом разделе книги рассматривается кривая капиллярного давления и обсуждаются новые понятия.

4.7.1. Общие понятия о капиллярном давлении

4.7.1.1. Капиллярные силы

Два или более несмешивающихся флюида (фазы), совместно присутствующие в пористой среде (поровое пространство которой состоит из мелких пор), обычно контактируют друг с другом. Конфигурация общей поверхности раздела между несмешивающимися флюидами достаточно точно может быть описана двумя уравнениями, основанными на принципах гидростатики [38, 39]. Для нефти и воды (рис. 4.56).

$$P_{н} - P_{в} = \sigma_{н\text{-}в} I_{н\text{-}в}; \tag{4.100}$$

$$\sigma_{н\text{-}тв.ф} = \sigma_{в\text{-}тв.ф} + \sigma_{н\text{-}в} \cos\theta_{ВНК}. \tag{4.101}$$

Уравнение (4.100) — классическое уравнение Лапласа, а (4.101) — уравнение Юнга. Уравнение (4.100) можно посредством термодинамических соотношений связать с параметром σ, используя функцию давления и температуры. Угол θ играет большую роль при определении смачивающих свойств системы (нефти и воды по отношению к породе-коллектору). Описание поверхности раздела флюид — флюид внутри пористого твердого вещества весьма затруднительно главным образом из-за выражения кривизны поверхности раздела флюид — флюид. Выражение средней кривизны I включает в себя нелинейное дифференциальное уравнение второго порядка, для которого нет общего решения в виде известных функций.

Условие стабильности в уравнении (4.101) должно быть выражено как производная от функции I по отношению к частичному объему для проверки неравенства $dI/dS<0$.

Интуитивно с точки зрения термодинамики предполагают, что соответствующее условие стабильности конфигурации раздела может выражаться как

$$\begin{aligned} &dI_{в}/dS_{в} < 0 \text{ для } \theta < 40°; \\ &dI_{н}/dS_{н} < 0 \text{ для } \theta > 140°. \end{aligned} \tag{4.102}$$

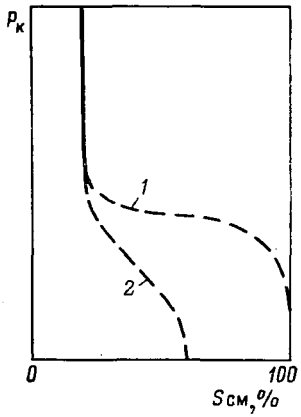


Рис. 4.57. Кривые капиллярного давления $P_к$ при дренировании (*1*) и пропитке (*2*)

4.7.1.2. Кривые капиллярного давления [40, 41, 42, 43]

Если порода пласта-коллектора полностью насыщена смачивающей фазой (имеющей $\theta \approx 0$), то вытеснение этой фазы несмачивающей фазой будет связано с преодолением капиллярного давления определенной величины и, как следствие, соответствующим уменьшением насыщенности смачивающей фазы. Такое вытеснение называется дренированием, а связь между капиллярным давлением и насыщенностью в этом случае выражается кривой капиллярного давления при дренировании (рис. 4.57).

Капиллярное давление при пропитке соответствует случаю, когда порода пласта-коллектора насыщена несмачивающей фазой, которая вытесняется смачивающей. Для обычного распределения пор капиллярное давление при пропитке приблизительно равно половине величины давления дренирования, и, следовательно, имеется значительный гистерезис между кривыми при впитывании и при дренировании для одной и той же породы (рис. 4.57).

Отличительной особенностью процессов дренирования и пропитки при использовании двух слабо сжимаемых жидкостей (нефти и воды) является существование минимальной насыщенности смачивающей фазы, наглядно иллюстрируемое характером кривых капиллярного давления.

Остаточная насыщенность смачивающей фазы при условиях дренирования приближается к асимптоте при возрастании капиллярного давления до бесконечности. При минимальной насыщенности смачивающая фаза в типичной неконсолидированной породе находится в виде отдельных колец или в виде изолированных сегментов воды, окружающих точки контакта соседних частиц. Если вода в породе является смачивающей фазой, то это приводит к прямой связи между остаточной водонасыщенностью $S_{в.о}$ и распределением пор по размерам. При однородном их распределении значение $S_{в.о}$ на кривой капиллярного давления (рис. 4.58, *а*) меньше, чем в случае образца с широким диапазоном размеров пор (рис. 4.58, *б*), хотя средний диаметр пор ($\overline{d}_а \approx \overline{d}_б$) одинаков для обоих распределений. Разница обусловлена возросшей (в случае *б*) неоднородностью размеров пор, что эквивалентно присутствию большего в процентном отношении количества мелких пор.

Форма кривой капиллярного давления при дренировании отражает однородность поровых размеров. Если в пределах большого интервала изменения водонасыщенности $P_к$ остается постоянным

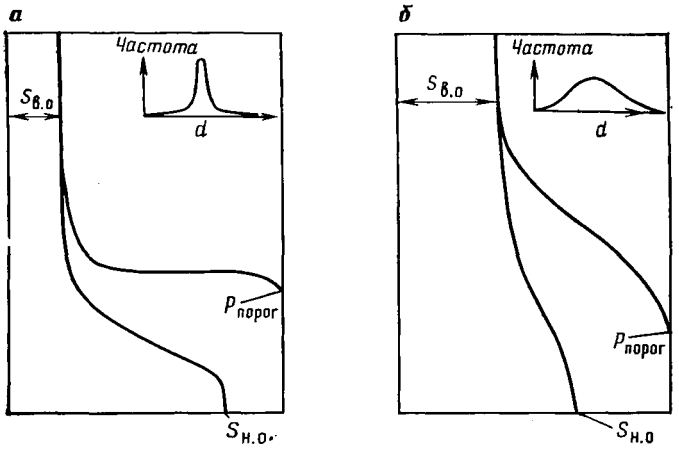


Рис. 4.58. Кривые капиллярного давления $P_к$ при однородном (*а*) и неоднородном (*б*) распределении пор по размерам, но при равенстве средних диаметров пор.

$\overline{d}_а = \overline{d}_б$; $(S_{в.о})_а < (S_{в.о})_б$; $(S_{о.н})_а < (S_{о.н})_б$; $P_{порог}$ — пороговое давление

(рис. 4.58, *а*), то пористая среда характеризуется однородностью размеров пор, и, наоборот, изменение $P_к$ с изменением водонасыщенности (рис. 4.58, *б*) соответствует неоднородности пор по размеру.

С другой стороны, только кривые капиллярной пропитки показывают существование остаточной величины насыщенности несмачивающей фазы (в случае вода — нефть остаточная нефтенасыщенность $S_{н.о}$). Эта остаточная насыщенность формируется во время вытеснения при пропитке, когда защемленная несмачивающая фаза остается в отдельных порах или небольших группах сообщающихся пор. Защемление является результатом частичного нарушения связи между различными порами, в связи с чем некоторые поры во время вытеснения при пропитке оказываются обойденными. С физической точки зрения ясно, что вероятность «обхода» большего числа пор выше при более широком распределении пор по размеру, когда вариация размеров пор уменьшает сообщаемость между порами. Следовательно, более высокая остаточная насыщенность несмачивающей фазы во время вытеснения при пропитке будет в случае распределения пор, подобного показанному на рис. 4.58, *б*.

4.7.1.3. Методика эксперимента

Методика эксперимента должна учитывать специфические условия, которые уже существуют или могут появиться в пласте-коллекторе [41, 42, 43].

При миграции газ или нефть (несмачивающая фаза) будут вытеснять воду (смачивающую фазу). Это типичный процесс дрениро-

вания, который управляет миграционными процессами как в поровых, так и в трещиноватых пластах-коллекторах.

Если при эксплуатации залежи вытеснение нефти происходит в результате продвижения пластовых вод, то такое вытеснение соответствует процессу пропитки, и, наоборот, вытеснение нефти в результате продвижения газовой шапки соответствует процессу дренирования.

Все эти процессы чрезвычайно важны в трещиноватом пласте-коллекторе, где каждый блок матрицы, насыщенный одной жидкостью, окружен трещинами, которые насыщены другой жидкостью. Обмен флюидами между матрицей и трещинами в большой степени зависит от капиллярного давления. Силы капиллярного давления способствуют вытеснению при процессе пропитки и препятствуют вытеснению при процессе дренирования.

а. Эксперименты по дренированию

Во всех экспериментах используется тот или иной вариант закачки несмачивающей фазы под давлением в керн, насыщенной смачивающей фазой. Целью закачки является вытеснение смачивающей фазы из межзернового пространства.

Закачка флюидов. Газ вводится в верхнюю часть водонасыщенного керна (цилиндр с непроницаемыми стенками) при различных давлениях (P), вытесняя воду, объем которой замеряется индикатором C, как показано на рис. 4.59. Перемещение индикатора начнется только после того, как давление нагнетания превысит пороговое давление $P_{\text{порог}}$. Таким образом становится ясной связь между минимальным давлением нагнетания и капиллярным сопротивлением вытеснению смачивающей фазы. В общем пороговое давление очень близко к минимальному давлению, необходимому для преодоления давления в соответствии с радиусом входа мельчайшей поры. Это минимальное давление называется пороговым давлением входа.

Аналогичной методикой является закачка ртути при использовании насоса высокого давления. Зависимость между давлением и закачанным объемом позволяет построить одновременно кривые капиллярного давления и распределения пор по размеру.

Можно считать, что на рис. 4.60 представлены различные типы гранулярных пород. Первый случай — это классическая однородная порода (рис. 4.60, *а*). Рис. 4.60, *б* иллюстрирует наличие макропор или нескольких открытых трещин, а рис. 4.60, *в* — наличие матриц двух типов или микротрещиноватости породы матрицы.

Другие методы. Такие методы, как метод «восстановления состояния» (полупроницаемой мембраны), выпаривание и центрифугирование, также представляют интерес. Описание различных методик и сравнение их надежности даются в литературе [40, 41, 42, 43].

Одним из наиболее ценных методов для построения кривой капиллярного давления до сих пор является центрифугирование, так

Рис. 4.59. Схема установки для определения насыщенности в зависимости от давления

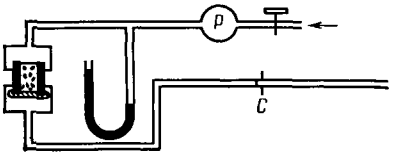
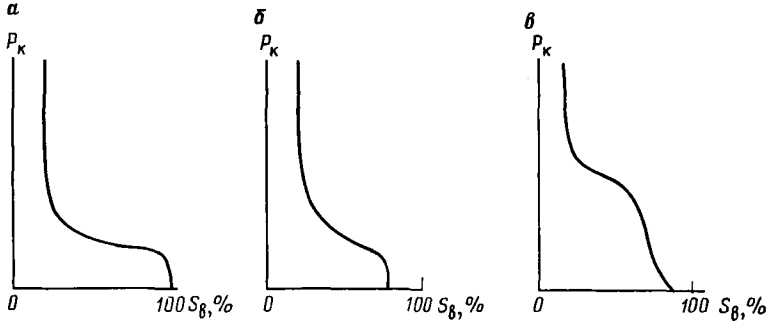


Рис. 4.60. Характер кривых зависимости $S_в$—$P_к$ при различном распределении пор по размеру



как он позволяет быстро оценивать изменения насыщенности смачивающей и несмачивающей фаз и роль гравитационных и капиллярных сил.

При центрифугировании используют образец высотой h с поперечным сечением A, насыщенный водой с $\gamma_в$ и помещенный в ячейку, содержащую нефть с удельным весом $\gamma_н$. Разница давлений, действующих на концах образца, будет выражаться уравнением

$$\Delta P = A\Delta\gamma h n^2. \qquad (4.103)$$

Если керн не слишком длинен, то среднее давление для модели $P_{мод} = \Delta P/2$.

б. Оценка методов

В табл. 4.21 приведены методы, применяемые для определения кривых капиллярного давления, их достоинства и недостатки.

Таблица 4.21

Метод	Преимущества	Недостатки
Закачка ртути	Быстрое получение точных данных	Неприменим для глинистых песчаников
Восстановление состояния (полупроницаемой мембраны)	Можно использовать при изучении глинистых песчаников	Продолжительность опыта велика (десятки дней)
Выпаривание	Быстрая оценка $S_{в.о}$	
Центрифугирование	Применяется, когда требуется высокое давление	

Преобразование данных. Связь между капиллярным давлением в пластовых условиях и для лабораторной модели определяется уравнением

$$P_{\text{к.пл}} = \frac{\sigma_{\text{пл}} \cos\theta_{\text{цл}}}{\sigma_{\text{мод}} \cos\theta_{\text{мод}}} P_{\text{к. мод}},$$

$$\frac{P_{\text{к ртуть/воздух}}}{P_{\text{к вода/воздух}}} = \frac{480}{72} = 6{,}57.$$

Основные параметры, используемые для пересчета лабораторных данных к пластовым условиям и наоборот, приведены в табл. 4.22.

Опыт показывает, что если коллектор представлен известняком, это отношение равно только 5,8, а в случае песчаника — 7,5.

Таблица 4.22

Система	θ	$\cos\theta$	σ	$\sigma\cos\theta$
Лаборатория				
Воздух — вода	0	1,0	72	72
Нефть — вода	30	0,866	48	42
Воздух — ртуть	140	0,765	480	367
Воздух — нефть	0	1,0	24	24
Пласт				
Вода — нефть	30	0,866	30	26
Вода — газ	0	1,0	50*	50

* Зависит от температуры и давления. Значения достоверны до глубин менее 1500 м.

в. Нормирование капиллярного давления

Чтобы нормировать кривые капиллярного давления, полученные в лаборатории, используется методика Леверетта [40].

Безразмерная функция

$$J = (P_{\text{к}} (\sigma \cos\theta) (K/\Phi)^{1/2} \qquad (4.104)$$

учитывает пористость Φ и проницаемость K исследуемой породы. Результаты многочисленных опытов по определению капиллярных давлений на различных кернах (с заданными Φ и K) позволили построить обобщенную безразмерную кривую изменения J от $S_{\text{в}}$ (рис. 4.61).

г. Кривая капиллярного давления при дренировании и пропитке

Вид кривой капиллярного давления зависит главным образом от типа вытеснения — при дренировании или при пропитке (см. рис. 4.61).

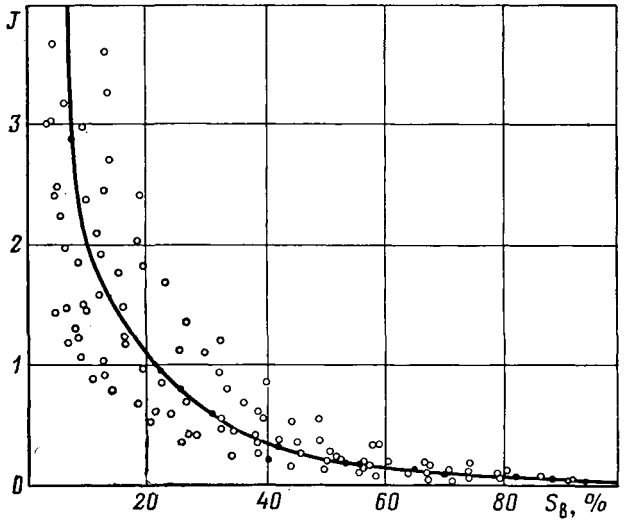


Рис. 4.61. График, иллюстрирующий взаимосвязь функции Леверетта J и водонасыщенности $S_в$

В случае вытеснения при дренировании капиллярные силы препятствуют проникновению несмачивающей фазы в матрицу, в то время как при пропитке капиллярные силы обусловливают вытеснение несмачивающей фазы из матрицы.

При разработке залежи в трещиноватом пласте-коллекторе характер флюидонасыщенности блоков матрицы и трещин определяет, какое явление — дренирование или пропитка — будет иметь место.

Эта зависимость в упрощенном виде представлена в табл. 4.23.

Таблица 4.23

Флюиды, насыщающие		Тип вытеснения	Флюиды, насыщающие		Тип вытеснения
матрицу	трещины		матрицу	трещины	
Нефть	Вода	Пропитка	Вода	Нефть или газ	Дренирование
Нефть	Газ	Дренирование	Газ	Вода или нефть	Пропитка

4.7.2. Эффективная (композиционная) кривая капиллярного давления при пропитке

Пропитка в трещиноватом пласте-коллекторе будет иметь место всегда, когда смачивающая фаза, насыщающая трещины, вытесняет несмачивающую фазу (нефть), насыщающую матрицу. В зависимости от распределения флюидов, содержащихся в матрице и

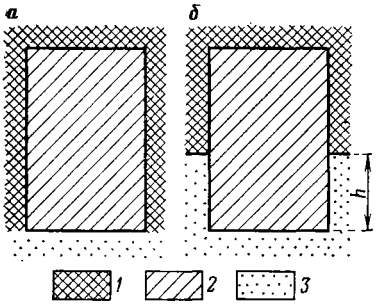


Рис. 4.62. Схема вытеснения нефти из блока матрицы под действием капиллярных сил (*а*) и под действием капиллярных и гравитационных сил (*б*).
Нефть: *1* — в трещинах; *2* — в матрице; *3* — вода в трещинах

трещинах, процесс вытеснения будет контролироваться или гравитационными, или капиллярными силами. На рис. 4.62 показана упрощенная схема этого процесса. В случае *а* капиллярные силы, способствуя пропитке матрицы, вытесняют нефть, в случае *б* разница уровней h будет вызывать дополнительное вытеснение за счет гравитационного эффекта.

Поскольку поры, в которых действуют преимущественно гравитационные силы, крупнее тех, в которых действуют главным образом капиллярные силы, эффективная кривая $P_к - S_в$ при пропитке будет учитывать действие обоих видов сил. Прежде всего следует оценить условия вытеснения нефти из двух блоков нефтенасыщенной матрицы (рис. 4.62). Если водонефтяной раздел находится на уровне нижней плоскости (основания) блока (рис. 4.62, *а*), то силами, вытесняющими нефть, будут капиллярные силы. Если водонефтяной контакт расположен выше основания блока матрицы (рис. 4.62, *б*), то разница удельного веса воды в трещинах и нефти в порах будет создавать гравитационную силу $h\Delta\gamma = P_{гр}$, способствующую вытеснению нефти из блока матрицы. В этом случае капиллярные силы, действующие помимо гравитационных сил, будут служить второй силой, влияющей на вытеснение нефти.

Как было указано, наличие гравитационных сил связано с разницей в уровнях водонефтяного раздела в трещинах и в матрице. Если водонефтяной раздел (контакт) в трещинах расположен выше, чем в матрице (рис. 4.62, *б*), то гравитационные силы определяются уравнением

$$P_{гр} = h\Delta\gamma, \tag{4.105}$$

а капиллярные силы связываются со средней высотой подъема жидкости за счет капиллярности $h_к$ и определяются уравнением

$$P_к = h_к\Delta\gamma, \tag{4.106}$$

где средняя высота капиллярного подъема зависит от среднего размера пор $r_{к.ср}$:

$$h_к \approx \frac{1}{r_{к.ср}}. \tag{4.107}$$

4.7.2.1. Величины $P_к$ и $P_{гр}$

Капиллярные силы будут велики, если размеры пор малы, в то время как гравитационные силы растут с увеличением высоты блоков матрицы. Поэтому силы гравитации будут обусловливать вытеснение нефти за счет пропитки в случае высоких блоков и большого размера пор, а при малых блоках матрицы и небольших размерах пор процесс пропитки обусловливается капиллярными силами.

Например, рассматривая трещиноватый пласт-коллектор со средним размером пор в 4 мкм, в котором нефть вытесняется за счет капиллярной пропитки водой, можно сравнить капиллярные и гравитационные силы, действующие в блоках высотой $h=0{,}3$ м и $h=20$ м:

$$h_к = \frac{P_к}{\Delta\gamma} = \frac{1}{\Delta\gamma}\,\frac{\sigma\cos\theta}{2r} = \frac{1}{0{,}2\times 10^{-3}}\,\frac{42\times 10^{-6}}{4\times 10^{-4}} = 525 \text{ см} = 5{,}25 \text{ м}.$$

Сравнивая высоту подъема за счет капиллярности $h_к=5{,}25$ м с высотами блоков, приходим к выводу, что в первом случае в процессе вытеснения преобладает капиллярное давление, а во втором главную роль играют силы гравитации.

4.7.2.2. Размеры пор, в которых преобладают $P_к$ или $P_{гр}$

При рассмотрении связи между частотной кривой распределения пор по размерам и кривыми капиллярных и гравитационных сил (рис. 4.63) становится ясно, что в малых и очень малых порах действуют капиллярные силы различных величин. Возрастание размеров пор от малых до средних прямо влияет на кривую капиллярного давления $P_к$, которое уменьшается от бесконечности до нуля. В некоторых средних и больших порах, соответствующих интервалу $S_в$ от значения $S_в$ при $P_к=0$ до $S_в=100\%$, капиллярные силы могут не проявляться, и, следовательно, вытеснение будет связано с гравитационными силами.

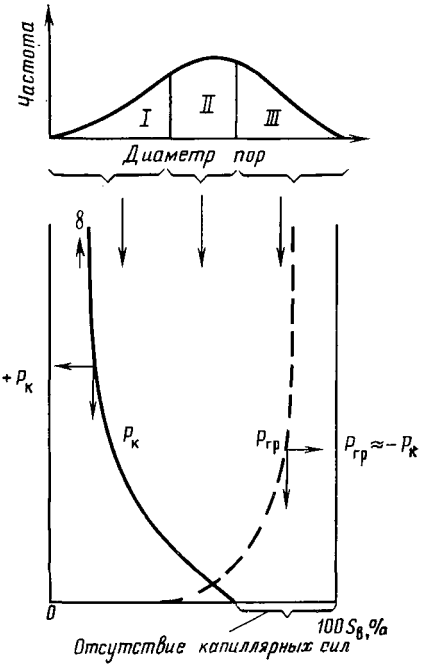


Рис. 4.63. Характер изменения капиллярных $P_к$ и гравитационных $P_{гр}$ сил в зависимости от насыщенности $S_в$ пласта-коллектора и распределения пор по размерам.
Поры: *I* — малые; *II* — средние; *III* — крупные

Так как зависимость капиллярных сил от водонасыщенности (кривая $P_к$—$S_в$) показывает участие капиллярных сил в вытеснении нефти водой, роль гравитационных сил как основной или единственной силы в этом процессе может быть показана подобной кривой $P_{гр} - S_в$ (см. рис. 4.63). Силы гравитации, которые могут преобладать при вытеснении нефти из средних и крупных пор, перестают работать при взаимном чередовании крупных и мелких пор из-за блокирования капель (глобул) нефти на стыках каналов разных размеров. Таким образом, соотношение $P_{гр} - S_в$ зависит от распределения пор по размерам и их взаимосвязи.

4.7.2.3. Методика построения эффективной (композиционной) кривой пропитки

Так как зависимость $P_{гр}$—$S_в$ можно считать подобной зависимости $P_к$—$S_в$, то можно принять, что $P_{гр}$ эквивалентно отрицательному капиллярному давлению $P_к$, причем знак «минус» у $P_к$ — обычное явление, поскольку в процессе пропитки обе силы могут вытеснять флюид матрицы в одном и том же направлении. Таким образом, на рис. 4.64 показаны композиционные кривые зависимости давления (рис. 4.64, *а*) или высоты подъема флюидов в блоке (рис. 4.64, б) от водонасыщенности $S_в$.

На рис. 4.64, *б* для данной высоты подъема жидкости в блоке h определяются оба значения $\Delta S_в$: выше нулевой линии для капиллярных сил $(\Delta S_в)_к$, ниже — для сил гравитации $(\Delta S_в)_{гр}$. Значения $(\Delta S_в)_{гр}$ и $(\Delta S_в)_к$ представляют общее количество извлекаемой нефти, которое может быть получено из матрицы в течение очень продолжительного времени, если известна высота блока и если блок матрицы был полностью окружен водой.

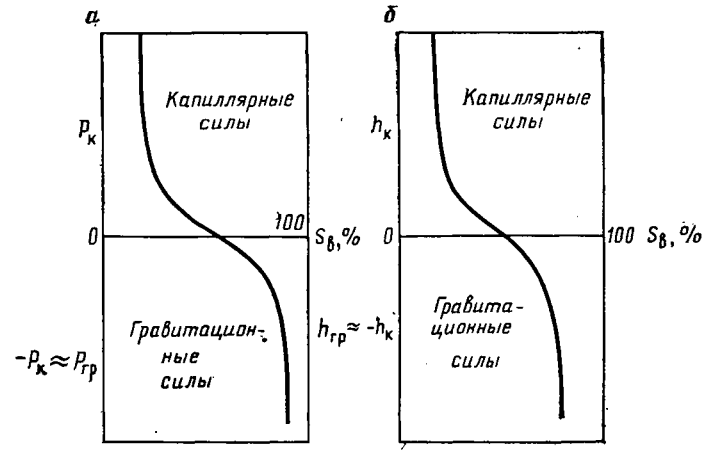


Рис. 4.64. Композиционные кривые зависимости капиллярного $P_к$ и гравитационного $P_{гр}$ давления от водонасыщенности $S_в$ пласта-коллектора (*а*) и высоты подъема флюида (*б*)

4.7.2.4. Капиллярная кривая в зависимости от параметров матричных блоков

В поровом пласте-коллекторе капиллярное давление контролирует распределение жидкости по его объему; следовательно, между водонефтяным контактом и нефтяной зоной будет находиться переходная зона, которая в случае значительных капиллярных сил (в плотных формациях) может иметь большую толщину. В трещиноватом пласте-коллекторе положение существенно иное (см. раздел 4.4.1.1).

Прерывистость матрицы, обусловленная сетью трещин, разбивающих объем матрицы на отдельные блоки, объясняет, почему зеркало воды связано только с сетью трещин. Кроме того, поскольку трещины являются крупными каналами с ничтожными капиллярными силами, в трещиноватом пласте-коллекторе исчезает переходная зона и водонефтяной контакт представляет собой горизонтальную плоскость. В то же время капиллярные и гравитационные силы управляют (в соответствии с кривыми капиллярного давления и гравитационных сил) статическим и динамическим равновесием каждого блока матрицы. Основным элементом, который связывает поведение отдельного блока с поведением пласта-коллектора, является водонефтяной контакт в трещинах. Эти контакты в трещинах вместе с водонефтяными контактами внутри матрицы (последние соответствуют уровню фронта вытеснения) являются уровнем отсчета для оценки действия капиллярных и гравитационных сил. Аналогичная ситуация будет иметь место в случае газовой шапки для газонефтяных контактов в трещинах и матрице, причем контакт в трещинах называется поверхностью контакта, а в матрице — фронтом вытеснения газа.

Пример. Анализируя высоту блоков $h_{бл}$, как показано на рис. 4.65, можно разработать методику, которая позволит установить корреляцию между действующими силами и равновесием жидкостей.

Случай *А*. По наблюдениям водонефтяной контакт во время процесса вытеснения продвигается в трещинах и матрице таким образом, что в трещинах он оказывается выше, чем в матрице. В этом случае уровень приведения капиллярных сил должен быть связан с уровнем поверхности вода — нефть в матрице.

Кривая *2* соответствует капиллярным силам на капиллярной кривой для случая пропитки. Гравитационные силы в этом случае приводятся к уровню водонефтяного контакта в трещинах, и, следовательно, высота, обусловливающая действие гравитационных сил, будет ограничена положением этого контакта в матрице.

В том случае, когда смачивающая фаза находится в матрице, а несмачивающая — в трещинах, та же методика будет применена для кривой капиллярного давления при дренировании. По наблюдениям, капиллярные силы при дренировании активнее сил гравитации. Этим объясняется невозможность вытеснения воды нефтью, содержащейся в трещинах, при существующих условиях рав-

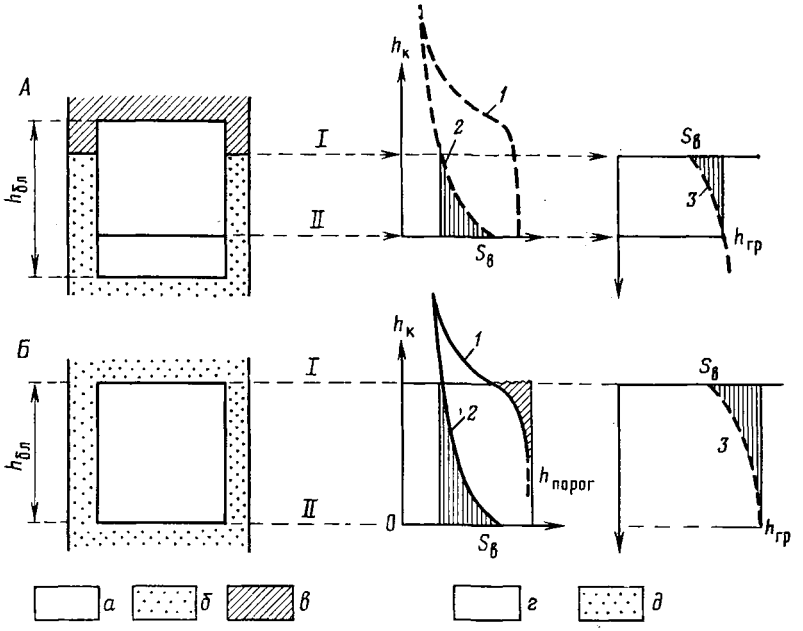


Рис. 4.65. Схематическое представление относительного распределения уровней в трещинах и матрице при вытеснении нефти пропиткой.

Пропитка: *а* — несмачивающая фаза—нефть, *б* — смачивающая фаза—вода, *в* — несмачивающая фаза в трещинах; дренирование: *г* — смачивающая фаза—вода, *д* — несмачивающая фаза—газ. Уровни приведения: *I* — гравитационных сил; *II* — капиллярных сил. Кривые капиллярного давления: *1* — при дренировании, *2* — при пропитке; *3* — кривые гравитационных сил. *А* — блок частично погружен в воду, *Б* — блок полностью погружен в воду

новесия. Капиллярные силы, величина которых больше величины гравитационных сил, препятствуют проникновению нефти в блок матрицы.

Случай *Б*. Нефтенасыщенный блок погружен в воду, так что уровень приведения капиллярных сил находится на уровне водонефтяного контакта в матрице (нижняя плоскость блока), а уровень приведения гравитационных сил соответствует верхней поверхности блока. Эффективность проявления капиллярных и гравитационных сил показана на графике заштрихованными зонами, которые показывают величину ожидаемого извлечения флюида за счет действия гравитационных и капиллярных сил.

В случае насыщения матрицы водой будет иметь место процесс дренирования. При дренировании (нефтяная несмачивающая фаза — нефть вытесняет воду — смачивающую фазу) в случае пороговой высоты $h_{порог}$, несколько меньшей высоты блока, становится возможной лишь частичная пропитка блока (заштрихованная область).

4.7.2.5. Извлечение нефти посредством пропитки в зависимости от времени

Процесс вытеснения нефти из блока матрицы описывается зависимостью нефтеотдача — время. Эта зависимость играет очень важную роль при разработке трещиноватых пластов-коллекторов и обычно представляется в виде кривой на графике, приведенном на рис. 4.66.

Такая кривая получается в результате прямых измерений в лабораторных условиях (см. гл. 9) или посредством математического моделирования процесса вытеснения (см. гл. 11). На процесс вытеснения сильно влияют однородность пород, литология коллектора, природа, вязкость флюидов, фактор подвижности, поверхность и характер контакта между породой и флюидами и т. д.

Чтобы использовать данные лабораторных экспериментов для правильной интерпретации поведения залежи при разработке, необходимо смоделировать в лабораторных условиях роль, которую играют при этом капиллярные и гравитационные силы.

Стандартные эксперименты (рис. 4.67) дают различные результаты. В случае, приведенном на рис. 4.67, *а*, вытеснение флюида будет результатом действия только капиллярных сил пропитки, в то время как в случае, приведенном на рис. 4.67, *б*, во время процесса вытеснения действуют совместно капиллярные и гравитационные силы. Зависимости нефтеотдачи от времени для этих двух случаев будут отличаться друг от друга (см. рис. 4.66) [44].

Поскольку керн имеет небольшие размеры, а моделирование гравитационных сил требует образцов большой длины, стандартные виды анализа часто заменяются опытами с центрифугированием [45].

В центрифугу (рис. 4.68) помещается кернодержатель (длина керна H), заполненный минерализованной водой.

Потенциал гравитации в зависимости от условий скорости вращения центрифуги будет равен

$$dG = \omega^2 \Delta\rho\,(R + h)\,dh. \qquad (4.108)$$

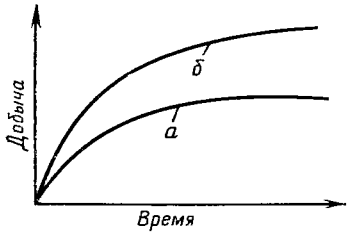


Рис. 4.66. Кривые зависимости нефтеотдачи от времени для случаев *а* и *б* на рис. 4.67

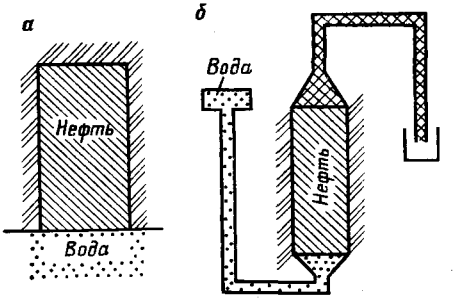


Рис. 4.67. Эксперименты по вытеснению нефти водой путем пропитки.

Вытеснение нефти под действием: *а* — капиллярных сил; *б* — гравитационных и капиллярных сил

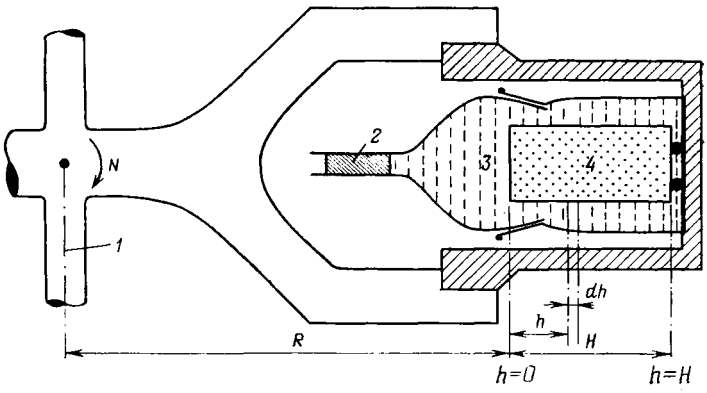


Рис. 4.68. Распределение воды и нефти в стаканчике работающей центрифуги. *1* — ось вращения центрифуги; *2* — нефть; *3* — рассол; *4* — керн. $h=0$ — верх образца; $h=H$ — низ образца

Интегрируя уравнение по направлению длины керна, получаем

$$\overline{G} = \omega^2 \Delta\rho \, (Rh + h^2/2). \tag{4.109}$$

Гравитационный потенциал, взвешенный по объему, будет равен

$$\overline{G} = \frac{1}{H} \int_0^H \Phi dh = \omega^2 \Delta\rho \left(\frac{3RH + H^2}{6} \right). \tag{4.110}$$

Если капиллярное давление выражено уравнением (4.104)

$$P_к = [\sigma f(\theta) / \sqrt{K/\Phi}] \, J,$$

то отношение гравитационных сил к капиллярным будет

$$\frac{G}{P_к} = \frac{\omega^2 \Delta\rho \, (3RH + H^2)/6}{[\sigma f(\theta)/\sqrt{K/\Phi}] \, J}. \tag{4.111}$$

Угловая скорость вращения

$$\omega = \sqrt{\frac{\overline{G} [\sigma f(\theta) / \sqrt{K/\Phi}] \, J}{P_к \Delta\rho \, (3RH + H^2)/6}}, \tag{4.112}$$

где

$$N = \frac{60}{2\pi} \omega. \tag{4.113}$$

Если опыты проводятся на небольших образцах (небольшая H), преобладающее влияние гравитационных сил возможно лишь при большой скорости вращения центрифуги (см. гл. 9).

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РАЗДЕЛУ 4.2

a — протяженность
A — площадь
b — раскрытость трещин
K — проницаемость
L — длина
n — неопределенное число
S — площадь
V — объем
Φ — пустотность, пористость

ИНДЕКСЫ К РАЗДЕЛУ 4.2

1 — первичная
2 — вторичная
г. тр — густота трещин
i — неопределенный порядковый номер
м — матрица
max — максимум
min — минимум
общ — общий
тр — трещина
эф — эффективный

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РАЗДЕЛУ 4.3

a — протяженность
A — константа, зависящая от типа пустотности породы
A — площадь
B — константа, зависящая от размера пор
C — константа, зависящая от размера пустот
C_1, C_2 — константы, зависящие от ориентации трещин
D — константа, зависящая от формы пор
e — межтрещинный интервал (высота блока матрицы)
h — эффективная толщина нефтегазонасыщенного пласта
H — общая толщина нефтегазонасыщенного пласта
K — проницаемость
$K_{\text{пр.ф}}$ — коэффициент продольной формы
$K_{\text{п.ф}}$ — коэффициент поперечной формы
n — число трещин
P — давление
Q, q — дебит
r — радиус
S — скин-эффект
α — угол между трещиной и направлением течения
Φ — пустотность, пористость
μ — вязкость

ИНДЕКСЫ К РАЗДЕЛУ 4.3

бл — блок
в — вода
г. тр — густота трещин
др — дренирование
инт — интервал
манж — манжета
м — матрица
общ — общий
тр — трещина
тр. пл — трещиноватый пласт
i — неопределенный порядковый номер

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РАЗДЕЛУ 4.4

A — площадь
b — раскрытость трещин
B — объемный коэффициент
$D_{\text{г}}$ — коэффициент продуктивности по газу
h — эффективная толщина нефтегазонасыщенного пласта
H — общая толщина нефтегазонасыщенного пласта
$J_{\text{аниз}}$ — поправочный коэффициент на анизотропию
K — проницаемость
n — число блоков
P — давление
PI — коэффициент продуктивности по нефти
Q — дебит
RA — площадь (поверхность) пласта-коллектора
r — радиус
Φ — пустотность, пористость
μ — вязкость
σ — нагрузка за счет веса вышележащих пород

ИНДЕКСЫ К РАЗДЕЛУ 4.4

бл — блок
в — вода
г — газ
г. тр — густота трещин
др — дренирование
к — капиллярный
м — матрица
нач. тр. — начальная трещинная
н — нефть
скв — скважина
тр — трещина

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РАЗДЕЛУ 4.5

B — объемный коэффициент
C — сжимаемость
P — давление
S — насыщенность
V — объем
Ф — пустотность, пористость
σ — нагрузка за счет веса вышележащих пород

ИНДЕКСЫ К РАЗДЕЛУ 4.5

1 — первичная
2 — вторичная
в — вода
в. о — остаточная вода
в. о. тр — остаточная вода в трещинах
в. о. м — остаточная вода в матрице
вт. пуст — вторичная пустотность карбонатов
г — газ
м — матрица
н — нефть
нач — начальная
н. нач. м — начальная нефтенасыщенность матрицы
н.нач. тр — начальная нефтенасыщенность трещин
общ — общая
пор. м — пористость матрицы
пуст. тр — пустоты трещин
тр — трещина
эф — эффективная
эф. г — эффективная для газа
эф. н — эффективная для нефти

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РАЗДЕЛУ 4.6

d — диаметр пор
K — проницаемость
P — давление
S — насыщенность
S^* — относительная насыщенность
λ — коэффициент однородности пор
Ф — пустотность, пористость

ИНДЕКСЫ К РАЗДЕЛУ 4.6

бл — блок
в — вода
в. м — вода в матрице
в. о — остаточная вода
в. тр — вода в трещинах
г — дренирование
г. нач — газ
г. ост — начальный газ
др — остаточный газ
к — капилляр
к. г — капиллярный газ
к. н — капиллярная нефть
кр. г — критическая по газу
max — максимум
мод — модель
н — нефть
н. н — начальная нефть
н. о — остаточная нефть
нсм — несмачивающая
о. в — относительная по воде
о. г — относительная по газу
о. н — относительная по нефти
о. нсм — относительная по несмачивающей фазе
о. см — относительная по смачивающей фазе
см — смачивающая
см. о — смачивающая остаточная фаза
прп — пропитка

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РАЗДЕЛУ 4.7

A — сечение
G — сила тяжести
h — высота
J — функция Леверетта
I — кривизна
K — проницаемость
n — число оборотов
N — частота вращения
P — давление

r — радиус
S — насыщенность
Φ — пористость, пустотность
γ — удельный вес
σ — поверхностное натяжение
θ — краевой угол смачивания
Δ — разность
$\Delta\rho$ — разность плотностей
ω — угловая скорость вращения

ИНДЕКСЫ К РАЗДЕЛУ 4.7

ВНК — водонефтяной контакт
в—тв. ф. — контакт вода — твердая фаза
г — газ
гр — гравитационная
к — капиллярный
н — нефть
н — в — нефть — вода
н—тв. ф — контакт нефть — твердая фаза

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Warren J. W.* and *Root P. J.*, 1963. The behaviour of naturally fractured reservoirs. Soc. of Petroleum Engineers Journal, vol. 3, No. 3, p. 245.
2. *Walschmidt W. A., Fitzgerald P. E.* and *Lunsdorf* 1956. Classification of porosity and fractures in reservoir rocks. Bull. Am. Assoc. of Petroleum Geologists, vol. 40, No. 8, May.
3. *Atkinson B.* and *Johnston D.*, 1948. Core analysis of fractured dolomite in the Permian Basin. AIME, Petr. Techn. TP 2432.
4. *Murray G. H.*, 1977. Quantitative fracture study, Sanish Pool, McKenzie County, North Dakota. Am. Assoc. of Petroleum Geologists, reprint series No. 21.
5. *Abgrall E.*, 1971. Porous media behaviour versus temperature and compression variation. French Institute of Petroleum Revue (IFP), p. 571—584, July — Aug.
6. *Parsons R. W.*, 1966. Permeability of idealized fractured rock. Soc. of Petroleum Engineers Journal, p. 126—136, June.
7. *Kazemi H.*, 1969. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoir with uniform fracture distribution. Soc. of Petroleum Engineers Journal, p. 451—426, Dec.
8. *Ромм Е. С.*, 1966. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М., Недра.
9. *Kelton F. C.*, 1950. Analysis of fractured limestone dolomite. AIME, Petroleum Transactions, vol. 189.
10. *Теодорович Г. И.*, 1943. Структура порового пространства карбонатных коллекторов нефти и их проницаемость (на примере палеозойских коллекторов Башкирии).— Докл. АН СССР, т. 39.
11. *Aschenbrenner B. C., Chilingar G. V.* and *Teodorovich G. I.*, 1960. Method for determining permeability from pore-space characteristics of carbonate rocks. Bull. Am. Assoc. of Petroleum Geologists, vol. 44, p. 1421—1444.
12. *Barenblatt G. I.* and *Zheltov Y. P.* Fundamental equation of filtration of homogeneous liquids in fissured rocks. Academy of Sciences, USSR, p. 522—526.
13. *Reiss L. H.*, 1976. Reservoir engineering in fractured reservoirs. French Institute of Petroleum.
14. *Khanin A. A.*, 1969. Oil and gas reservoir rocks and their study. Izd. Nedra, Moscow, p. 366.
15. *Whitson C.* 1980. Rock & Fluid physical correlations for Petroleum Engineers NTH, University of Trondheim.
16. *Saidi A., Martin R. E.*, 1966. Application of reservoir engineering in the development of Iranian reservoirs. The Bulletin of the Iranian Petroleum Institute, No. 24, Sept.
17. *Chilingar G. E., Mannon R.* and *Rieke H. H.*, 1976. Oil and gas production from carbonate rocks. Elsevier.
18. *Jones F. G.*, 1975. A laboratory study of the effects of confining pressure of fracture flow and storage capacity in carbonate rocks. Journal of Petroleum Technology, p. 21—29, Jan.
19. *Van Golf-Racht T. D.* and *Henking E.*, 1972. A new forecast method applied

to Rostam fractured reservoir. Preprint No. 3720, European SPE Méeting, Amsterdam.

20. *Geertsma J.*, 1957. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes in porous rocks. Trans. AIME, vol. 210, p. 331—340.

21. *Hall H. N.*, 1953. Compressibility of reservoir rock. Trans. AIME, vol. 198, p. 309—311.

22. *Huppler J. D.*, 1970. Numerical investigations of the effects of core heterogeneities on waterflood relative permeabilities. Soc. of Petroleum Engineers Journal, p. 381—392, Dec.

23. *Brandner C. F.* and *Slatboom R. A.*, 1975. Vertical immiscible displacement experiments in a non-homogeneous flow cell. Canadian Journal of Petroleum Technology, p. 25—33, Jan.-March.

24. *Erlich E.*, 1971. Relative permeability characteristics of vugular cores. Paper SPE 3553, Fall Meeting SPE, New Orleans.

25. *Standing M. B.*, 1974. Relative permeability relationships. Lectures given at Trondheim University.

26. *Burdine N. T.*, 1953. Relative permeability calculations from pore size distribution data. Trans. AIME, 198, p. 71—78.

27. *Brooks R. H.*, and *Corey A. T.*, 1965. Hydraulic properties of porous media. Hydrology Papers, Colorado State University, No. 3, March.

28. *Sigmund P. M.* and *McCaffery F. G.*, 1971. An improved unsteady-state procedure for determining the relative permeability characteristics of a heterogeneous porous media.

29. *Naar J.* and *Henderson J. R.*, 1961. An imbibition model. Soc. of Petroleum Engineers Journal, p. 61—70, June.

30. *Land C. S.*, 1971. Calculation of imbibition relative permeability for two-phase and three-phase flow. Trans. AIME 251, II, p. 419.

31. *Corey A. T.* and *Rathjens C. H.*, 1956. Effect of stratification on relative permeability. Trans. AIME, 207, 358.

32. *Archer J. S.* and *Wong S. W.*, 1973. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data. Soc. of Petroleum Engineers Journal, p. 343—347, Dec.

33. *Abgrall A.* and *Iffly R.*, 1973. Physical study for the flow by expansion of dissolved gas. Revue of French Petroleum Institute, p. 667—692, Sept—Oct.

34. *Braester C.*, 1972. Simultaneous flow of immiscible liquids through porous fissured media. Journal of Petroleum Technology, p. 297—303, Aug.

35. *Torsæter S.*, 1980. Flow of immiscible fluids in fractured porous media. Sintef Report. Trondheim, STF 28 A 80.005.

36. *Lefebvre du Prey E., Verre R.*, 1973. Polyphasic flow in fissures study, Report of French Institute of Petroleum. Ref. 20950, January 1973.

37. *Merill Lavaun S. Jr.*, 1973. Two phase flow in fractures. Disertation presented at Univ. of Denver.

38. *Melrose J. C.*, 1970. Interfacial phenomena as related to oil recovery mechanism. The Canadian Journal of Chemical Engineering, vol. 48, p. 638—644, Dec.

39. *Melrose J. C., Brandner C. F.*, 1974. Role of capillary forces in determining microscopical displacement efficiency for oil recovery by water flooding. The Journal of Canadian Petroleum Technology, p. 54—62, Oct—Dec.

40. *Leverett M. C.*, 1941. Capillary behaviour in porous solids. Trans. AIME, vol. 142, 151.

41. *Leverett M. C., Lewis W. B.* and *True M. E.*, 1942. Dimensional model studies of oil field behaviour. Trans. AIME, vol. 142, 175.

42. *Purcell W. R.*, 1950. Interpretation of capillary pressure data. Trans. AIME, vol. 189, p. 369—371.

43. *Rose W.* and *Bruce W. A.*, 1949, Evaluation of capillary character in petroleum reservoir rock. Trans. AIME, vol. 186, p. 127—142.

44. *Iffly R., Rousselet D.* and *Veunewlen J. L.*, 1974. Etude fondamentale de l'imbibition ans un reservoir fissuré. French Institute of Petroleum Revue, p. 217—239.

45. *Kyte J. R.*, 1970. A centrifuge method to predict matrix-block recovery in fractured reservoirs. Soc. of Petr. Engineers, June, p. 164—170.

Глава 5

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ГИС) ДЛЯ ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

5.1. Введение

В 1960—1980 гг. предпринимались многочисленные попытки выделения трещиноватости и оценки густоты трещин по данным ГИС. Однако оказалось, что качественная и количественная оценка трещиноватости — значительно более сложная задача, чем предполагалось. Это обусловлено трудностями идентификации трещин, особенно при попытке дать точное описание трещинной системы, находящейся в контакте со стволом скважины.

В этой главе делается попытка обобщить опыт использования (в комплексе или по отдельности) методов промысловой геофизики для выделения трещиноватых зон, а также выяснить возможности имеющихся методик интерпретации для оценки трещиноватости.

Поскольку ни один метод ГИС не чувствителен к трещине как к таковой (за исключением недавно изобретенного скважинного телевизора), любая попытка обнаружить трещиноватость требует использования комплекса довольно большого числа методов ГИС. Обычно использование различных методов ГИС основано на факте, что в однородных породах с постоянным диаметром ствола скважин трещиноватая зона будет создавать аномалию в показаниях приборов. Если трещина открытая, аномалия будет значительного размера, при закрытой трещине аномалия ничтожно мала.

Методы ГИС обычно обладают повышенной чувствительностью к присутствию высокопроницаемых путей фильтрации флюидов (образованных трещинами) в низкопроницаемой среде (матрице). Эта чувствительность обусловливает реакцию показаний метода на трещину или на любую аномалию сплошной среды, которую можно назвать трещиной (плоскостью, по которой теряется сплошность), пустотой, каверной, щелью и т. д.

В общем местоположение зон с высокой проницаемостью обычно определяют по каротажным кривым, по необычно высоким скоростям бурения и поглощениям промывочной жидкости. Часто по данным ГИС удается установить положение зоны с высоким коэффициентом продуктивности в скважине, в которой проведены работы по стимуляции притока при плохом выносе керна, или в скважине со значительным увеличением диаметра ствола.

В тех случаях, когда возможность выделения зон трещиноватости обусловлена наличием высокопроницаемых зон (по сравнению с матрицей), методы ГИС будут реагировать только на открытые или частично заполненные трещины. Однако методы промысловой геофизики не позволяют отличать естественные трещины от искусственных, хотя выделение мелких трещин, образовавшихся во

время бурения, имеет очень большое значение, особенно если они соединены с системой естественных трещин.

Геофизическими методами обычно исследуют трещиноватую зону вокруг ствола скважины, где трещины чаще вертикальные и субвертикальные, чем горизонтальные [1]. Особое внимание, однако, необходимо уделять трещинам с ограниченной протяженностью, которые обязаны своим происхождением стилолитам или тонким глинистым пропласткам.

5.2. Методы ГИС для оценки глинистости

К этим методам относятся те, при помощи которых породы можно разделить на глинистые и неглинистые, — метод СП и гамма-метод.

5.2.1. Метод СП

В методе СП по стволу скважины регистрируется разница электрического потенциала подвижного электрода в скважине и заземленного электрода на поверхности.

Против глин уровень кривой СП обычно постоянен и приближается к прямой линии (линия глин), а в случае проницаемых пород кривая СП отклоняется от этой линии в той или иной степени. В случае трещиноватого пласта-коллектора аномалия кривой может быть связана с трещиноватой зоной. На рис. 5.1 показан пример подобных аномалий на кривой СП (известняки Остин). Каждое отклонение от линии глин в этом случае будет интерпретироваться как влияние на показания метода СП фильтрата бурового раствора в трещинах. В то же время отрицательные значения СП регистрируются против некоторых очень плотных пород, поэтому метод ограниченно используется для идентификации трещин, поскольку материал, заполняющий трещины (например, такой, как пирит), часто может влиять на кривую СП. Как было установлено, этот метод не подходит для идентификации трещин в известняках.

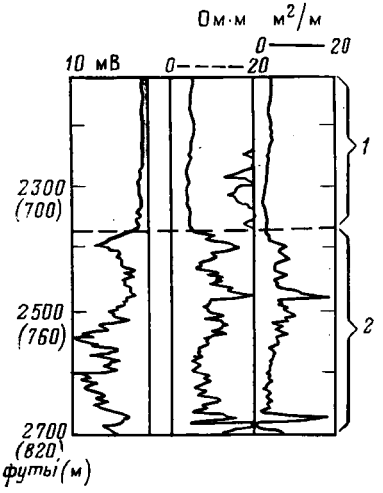


Рис. 5.1. Стандартная диаграмма метода СП [1].
1 — глины Тейлор; *2* — мел Остин

5.2.2. Гамма-метод

Гамма-метод позволяет оценить естественную радиоактивность горных пород и в осадочных формациях служит прекрасным индикатором содержания глин в породе, так как в глинах концентрируются радиоактивные элементы. Увеличение

глинистости в трещинах или наличие в них радиоактивных кристаллов, отложенных во время циркуляции воды, обусловливает более высокие показания гамма-метода. Таким образом, увеличение показаний гамма-метода в сочетании с другими признаками помогает выделять зоны трещиноватости.

5.3. Кавернометрия

При кавернометрии измеряется диаметр ствола скважины. Во время бурения удельный вес бурового раствора в стволе скважины

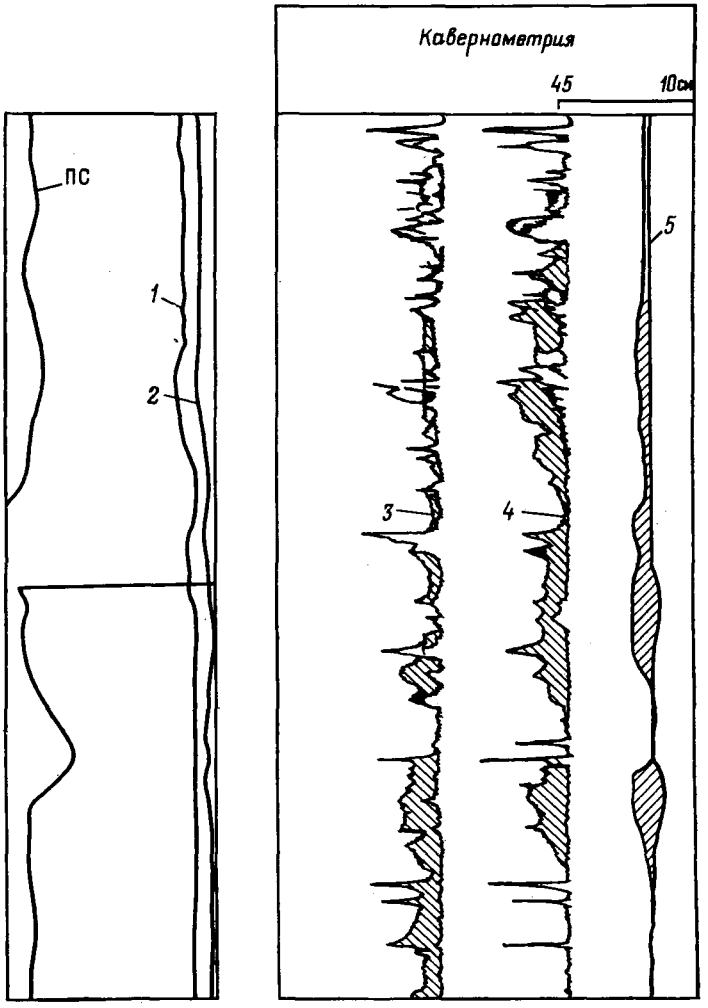


Рис. 5.2. Кавернограмма круглой скважины, которая показывает наличие вертикальной трещиноватости [2].

Кривые: *1* — азимута, *2* — относительного азимута; *3, 4, 5* — кавернограммы

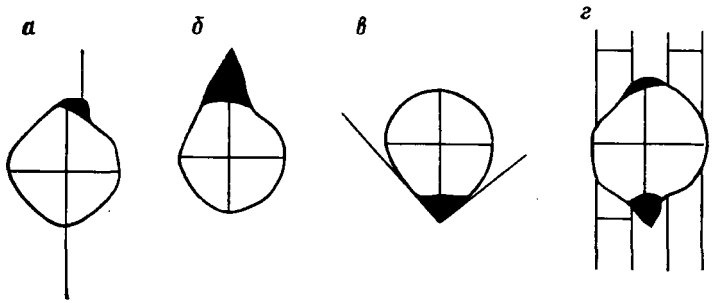


Рис. 5.3. Продолговатые сечения ствола скважины, обусловленные разрушением пород в результате наличия трещин («Шлюмберже»).

а — пересечение единичной трещины стволом скважины; *б* — скважина, пересекающая пустоты; *в* — трещины, пересекающие ствол скважины; *г* — скважина пересекла сеть трещин

обычно поддерживается на таком уровне, чтобы давление столба раствора было больше, чем пластовое давление. Разница в давлениях обусловливает проникновение бурового раствора в проницаемые породы, причем твердые частицы раствора откладываются на стенке скважины, где они образуют глинистую корку.

В трещиноватых зонах на кавернограмме иногда отмечается уменьшение диаметра скважины (обусловленное, вероятно, образованием толстой глинистой корки), главным образом в тех случаях, когда при бурении используется добавка для уменьшения потерь раствора при циркуляции.

Чаще наблюдается увеличение диаметра ствола скважины, обусловленное разрушением пород во время бурения и выпадением кусочков породы различного размера из стенок скважины, особенно при наличии трещин, параллельных стволу скважины. Часто это явление наблюдается на диаграммах четырехрычажного каверномера (рис. 5.2). Замер диаметра производится парами рычагов (*1* и *3*, *2* и *4*) в направлениях, перпендикулярных друг к другу. В правой части рис. 5.2 заштрихованные промежутки между двумя кривыми кавернограммы свидетельствуют о некруглой форме ствола скважины, что может быть следствием трещиноватости [2].

Поперечные разрезы ствола скважины продолговатой формы показаны на рис. 5.3. Нужно отметить, что не все стволы некруглой (эллиптической) формы образуются при наличии трещин, и вытянутость сечения деформированного ствола не всегда можно коррелировать с азимутом падения или литологией [3]. Иногда, правда, может наблюдаться связь между ориентацией трещин и эллипсовидной формой сечения ствола скважины.

5.4. Термометрия

Циркуляция более холодного бурового раствора в стволе скважины уменьшает температуру по всей длине ствола, но особенно сильно против проницаемой породы. Изменение температуры за-

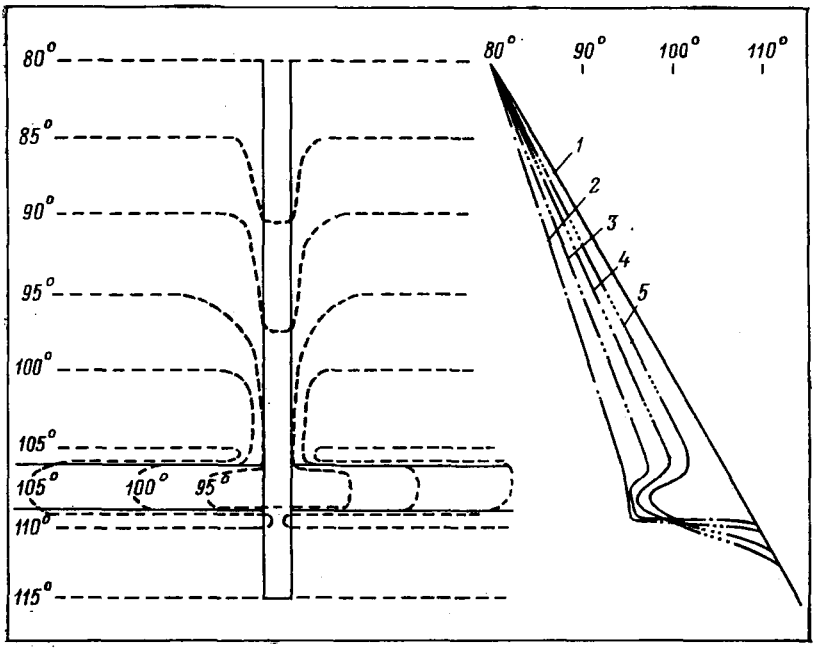


Рис. 5.4. Схематическая диаграмма термометрии после циркуляции холодного бурового раствора («Шлюмберже»).

1 — статическое состояние; *2* — циркуляция; *3* — 30 мин; *4* — 1 ч; *5* — 2 ч

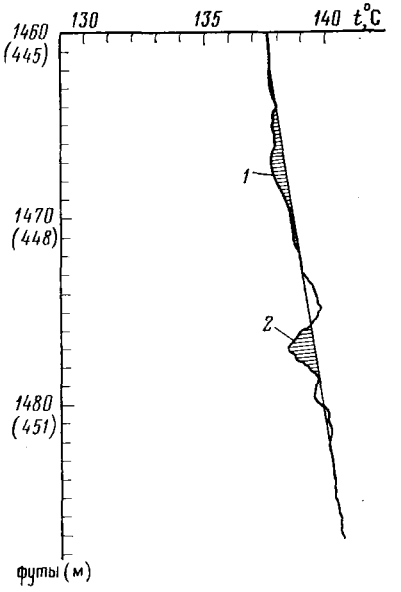


Рис. 5.5. Аномалии температуры в трещиноватой зоне («Шлюмберже»).

1, 2 — трещиноватые зоны

висит от теплопроводности породы, разницы температур бурового раствора и породы, а также от проникновения фильтрата бурового раствора и потерь бурового раствора при циркуляции. Ясно, что наличие трещин, которые приводят к увеличению потерь (проникновение) бурового раствора, будет вызывать изменение температурного градиента в трещиноватой зоне во время циркуляции раствора или после ее прекращения. Однако трещины могут быть обнаружены только в том случае, если термометры имеют высокую чувствительность и небольшую тепловую инерцию. В этом случае локальные изменения температуры во времени будут регистрироваться точно. Классическое поведение температурной кривой после циркуляции холодной жидкости в стволе скважины показано на рис. 5.4. Наиболее низкая температура наблюдается во время циркуляции бурового раствора, а после ее прекращения она возрастает до тех пор, пока не будет достигнута статическая величина. Восстановление первоначальной температуры будет медленнее в случае значительных потерь бурового раствора, т. е. при наличии трещин. Аномалии, обусловленные трещинами, служат признаком трещиноватой зоны [3] (рис. 5.5).

Однако из-за возможной неоднозначности интерпретации термограмм получаемые результаты термометрии должны рассматриваться только как качественный признак наличия трещин.

В газовых скважинах с открытым забоем термометрия используется с бóльшим успехом. Скачок на температурной кривой, указывающий на низкую температуру, является классическим примером выделения зоны трещин в стволе скважины. В работе [4] были рассмотрены примеры интерпретации ГИС в сланцеватых глинах формации Ютика долин Квебека.

5.5. Методы ГИС по сопротивлению (электрометрия)

5.5.1. Классификация

Скважинные приборы для измерения сопротивлений рассчитаны на различные глубины исследования и принципы измерения сопротивления. По глубине исследования выделяются два основных типа:

а) приборы с большой глубиной исследования для измерения истинного сопротивления пород;

б) приборы с небольшой глубиной исследования для измерения сопротивления в зоне проникновения $\rho_{з.п.}$

По типу приборов выделяются также две основные группы.

а. Приборы с электродами

Замеренное сопротивление является суммой сопротивлений кольцевых зон, расположенных вокруг скважинного прибора. В случае приборов с небольшой глубиной исследования к ним относятся

зоны: бурового раствора ($\rho_{б.р}$), глинистой корки ($\rho_{гл.к}$), проникновения ($\rho_{з.п}$) и промытая зона ($\rho_{пр.з}$). Приборы с большой глубиной исследования измеряют сопротивление всех этих зон плюс сопротивление породы, не затронутой проникновением $\rho_{нз.пр}$. Кажущееся сопротивление, замеренное прибором с большой глубиной исследования, математически может быть выражено как

$$\rho_{к.с} = G_{б.р}\rho_{б.р} + G_{з.п}\rho_{з.п} + G_{нз.пр}\rho_{нз.пр}, \qquad (5.1)$$

где G — интегральные геометрические коэффициенты для каждой зоны.

б. Индукционные приборы

При индукционном методе в упомянутых выше зонах возбуждаются кольцевые токи, текущие параллельно зонду. Кажущееся сопротивление, замеренное по этому методу, математически может быть выражено как

$$\frac{1}{\rho_{к.с}} = \frac{G_{б.р}}{\rho_{б.р}} + \frac{G_{з.п}}{\rho_{з.п}} + \frac{G_{нз.пр}}{\rho_{нз.пр}}. \qquad (5.2)$$

5.5.2. Влияние условий измерения на величину сопротивления

На величину замеряемого сопротивления оказывают влияние геометрические характеристики трещин, тип флюида, заполняющего трещины, направление трещин, их размер и длина.

5.5.2.1. Направление трещин

Если сеть трещин образована главным образом вертикальными трещинами, а доля горизонтальных мала, то с помощью индукционного метода вертикальные трещины не будут обнаружены. Это объясняется тем, что в породе индуцируются кольцевые токи, и, следовательно, вертикальные трещины, заполненные проводящим флюидом, будут составлять ничтожную часть пути тока. Таким образом, на диаграмме индукционного метода присутствие вертикальных трещин отражаться не будет. В то же время горизонтальные трещины, заполненные водой, создают значительную аномалию проводимости.

5.5.2.2. Роль флюида в трещинах

Если трещины заполнены водой, линии тока становятся короткозамкнутыми, что обусловливает снижение сопротивления. Однако в плотных породах сопротивление в трещинах, имеющих одинаковую ориентацию, будет, по-видимому, возрастать. Замеренное сопротивление возрастает с увеличением глубины исследования, особенно в углеводородонасыщенных породах.

5.5.3. Короткий и длинный потенциал-зонды

Если считать, что трещины и матрица соединены параллельно, то уравнениями сопротивления (по Пирсону [1]) будут следующие уравнения:

для короткого потенциал-зонда $\rho_{ф.р}$

$$1/\rho_{к.к.з} = \nu\Phi_{общ}/\rho_{ф.р} + (1-\alpha)\,\Phi_{общ}/\rho_{м.в}\,; \qquad (5.3)$$

для длинного потенциал-зонда

$$1/\rho_{к.дл.з} = \nu\Phi_{общ}/\rho_{в} + (1-\alpha)\,\Phi_{общ}/\rho_{м.в}\,, \qquad (5.4)$$

где $\rho_{к.к.з}$ и $\rho_{к.дл.з}$ — сопротивления, замеренные соответственно коротким и длинным потенциальными (индукционным) зондами; $\rho_{ф.р}$, $\rho_{в}$ и $\rho_{м.в}$ — сопротивления фильтрата бурового раствора, воды и пород матрицы с водонасыщенностью 100%.

Если используются микрозонды (уравнение (5.3), то исследуется небольшой объем породы вокруг скважины и появляется риск пропуска трещин. Если трещины попадают в зону измерения, это будет регистрироваться ростом проводимости в результате того, что локальная пористость и водонасыщенность будут больше. Эта аномалия также связана с существенным уменьшением коэффициента сцементированности [4] (обычно он меньше 2 и приблизительно равен 1,4).

5.5.4. Комплексирование методов ГИС

5.5.4.1. Методы индукционного и бокового каротажа

Если два вида каротажа проводятся в скважине совместно, то их результаты могут быть использованы для интерпретации [2]. Трещины могут быть обнаружены, если диаграмму бокового каротажа, зарегистрированную коротким зондом LL8, совместить с диаграм-

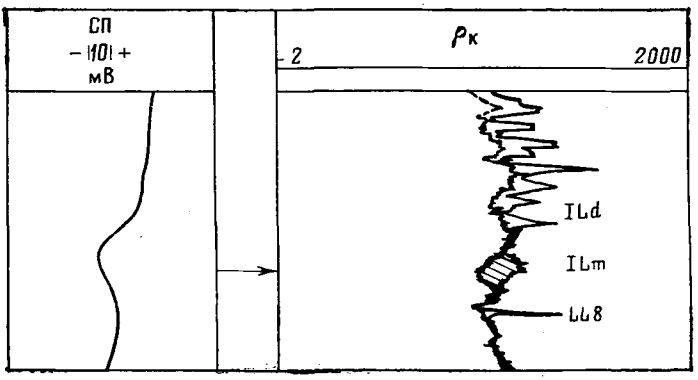


Рис. 5.6. Влияние трещин (на уровне стрелки) на показания двойного индукционного каротажа [2]

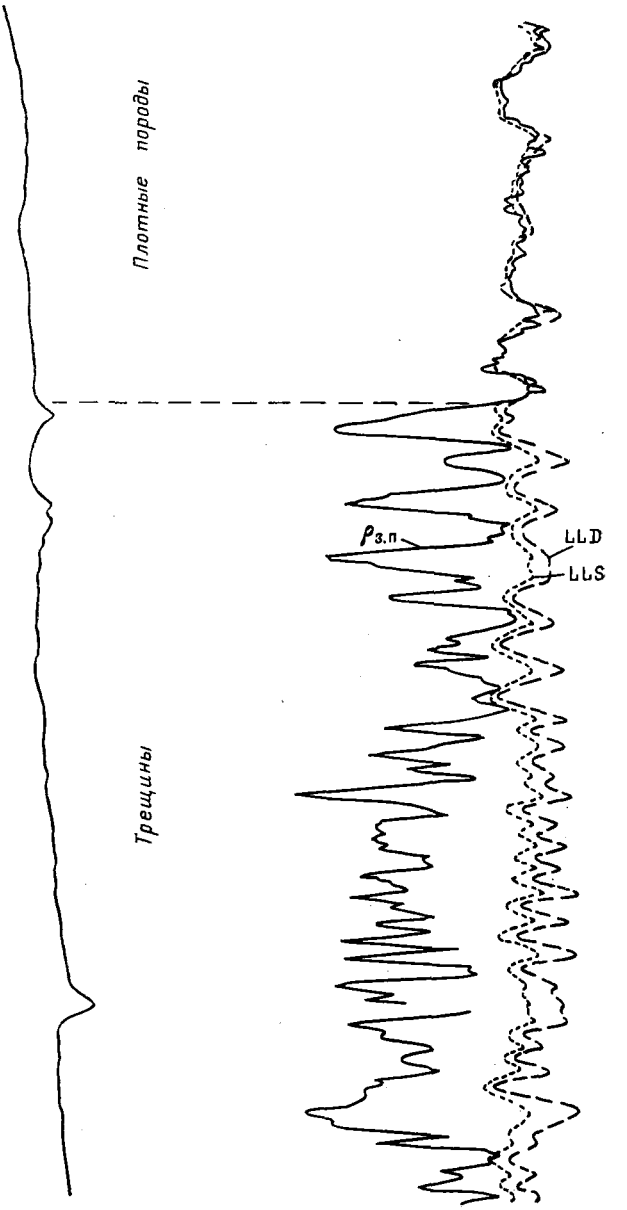


Рис. 5.7. Выделение зон трещиноватости в плотных породах по диаграммам двойного бокового и микробокового каротажа [4]

мой индукционного метода со средней глубиной исследования. LL8 — это зонд бокового каротажа с вертикальной фокусировкой. Он может зарегистрировать трещины, если они насыщены фильтратом бурового раствора (с относительно низким сопротивлением).

На диаграмме индукционного каротажа присутствие зоны трещиноватости проявляться не будет, но расхождение этих двух графиков может помочь обнаружить их (рис. 5.6).

Однако успешное применение этого метода зависит от ряда таких причин, как характеристики трещин (размеры, латеральная протяженность), сопротивление бурового раствора, литология пород, форма и размер ствола скважины и т. д. Следовательно, чтобы сделать вывод о наличии трещин, необходимо сравнить эти диаграммы с результатами, полученными другими методами.

5.5.4.2. Двойной боковой каротаж и сопротивление промытой зоны $\rho_{п.з}$ по микробоковому каротажу

Совмещение диаграмм двойного бокового каротажа и микрокаротажа, замеряющего сопротивление промытой зоны $\rho_{п.з}$, предложено Суау [4] и является весьма эффективным методом обнаружения трещин, если они за промытой зоной насыщены углеводородами (рис. 5.7). По наблюдениям присутствие трещин проявляется на диаграмме двойного бокового каротажа расхождением кривых короткого и длинного зондов, еще четче оно проявляется на графике $\rho_{п.з}$ по микробоковому каротажу. Двойной боковой каротаж может помочь оценить трещинную пористость, выраженную как часть объема породы без пор. По сути дела выражение $\nu\Phi$, которое связывает общую пустотность с коэффициентом γ (по Агилеру [5, 6]), представляет собой параметры трещины и твердой породы, которые образуют единичный объем (как показано на рис. 5.8):

$$V_м + V_{тр} + V_{бл} = V_п = 1. \tag{5.5}$$

Пористость $\Phi_м$ и пустотность $\Phi_{тр}$ образуют общую пустотность:

$$\Phi_м + \Phi_{тр} = \Phi_{общ}. \tag{5.6}$$

Следовательно,

$$\nu = \frac{\Phi_{общ} - \Phi_м}{\Phi_{общ}(1 - \Phi_м)} = \frac{\Phi_{тр}}{\Phi_{тр}(\Phi_{тр} + \overline{V}_{бл})} \approx \frac{\Phi_{тр}}{\Phi_{тр}\,\overline{V}_{бл}}, \tag{5.7}$$

так как

$$V_{бл} = 1 - \Phi_{тр} - \Phi_м.$$

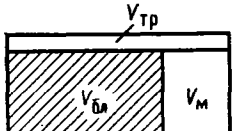


Рис. 5.8. Схематизация объемов, выделяемых в породе. $V_м + V_{тр} + V_{бл} = V_п = 1$; $\Phi_м = \frac{V_м}{V_п}$; $\Phi_{тр} = \frac{V_{тр}}{V_п}$; $\overline{V}_{бл} = 1 - \Phi_м - \Phi_{тр} \approx 1 - \Phi_м$ или $\Phi_м \gg \Phi_{тр}$; $\Phi_{тр} = \Phi_м + \Phi_{тр}$

Для оценки выражения $\nu\Phi$ Агилера рекомендует совместное решение уравнений (5.3) и (5.4). Это возможно при использовании результатов, полученных по двойному боковому и микробоковому каротажу.

На месторождении Малоза (Италия) предлагаемый комплекс методов оказался очень эффективным для выделения трещиноватых зон [7]. Отношение сопротивлений по длинному и короткому зондам было равно приблизительно двум, в то время как $\rho_{п.з}$ было по значению близко $\rho_{б.р}/\Phi^{1,6}$. Это последнее выражение подтвердило наблюдение Суау [4] о том, что коэффициент сцементированности в присутствии трещин уменьшается до значений, меньших 2, и обычно равен 1,4.

5.6. Наклонометрия

Наклонометрия позволяет определять угол и направление падения пластов, пересеченных скважиной. Можно ожидать, что наклономер, проходя перед трещиной, укажет на ее присутствие увеличением проводимости по сравнению с проводимостью матрицы (нетрещиноватой зоны). Кривые регистрации четырех радиальных башмаков, расположенных под углом 90° друг к другу, напоминают кривые микрокаротажа. Если зонд вращается в стволе скважины с постоянной скоростью, наклономер может зарегистрировать все типы трещин — от вертикальных до горизонтальных.

Одновременно с регистрацией сопротивления производится регистрация азимута электрода *1*. Азимут электродов *2, 3, 4* определяется путем прибавления 90° (180° и 270°) к величине азимута предыдущего электрода (рис. 5.9).

5.6.1. Идеализированные случаи

Анализируются два идеальных случая проведения наклонометрии в известняках, характеризующихся наличием одной вертикальной или одной горизонтальной систем трещин.

5.6.1.1. Система вертикальных трещин

В случае системы, состоящей только из вертикальных трещин (рис. 5. 10, *А*), за счет вращения прибора наблюдается временной интервал между сигналами четырехбашмачного наклономера который зависит от скорости вращения. Последовательные

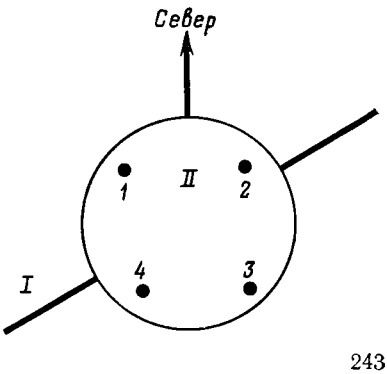


Рис. 5.9. Трещина *I*, ствол скважины *II* и электроды *1—4* наклономера (вид сверху)

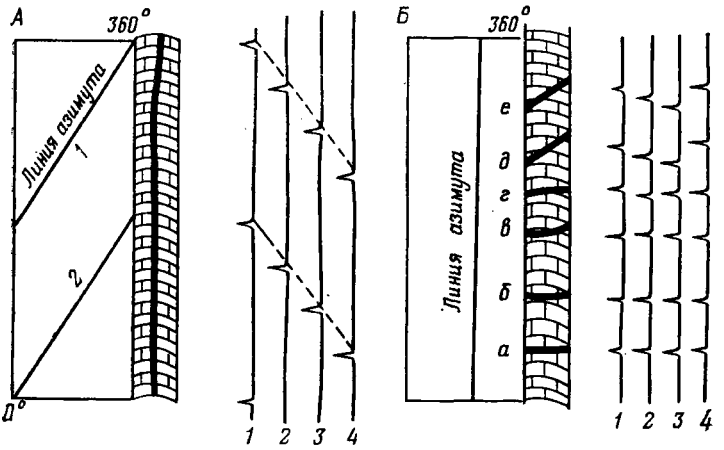


Рис. 5.10. Диаграмма наклонометрии в идеальном случае.
А — единичная вертикальная трещина; *Б* — горизонтальные трещины. *1—4* — электроды

сигналы во время каждого полного оборота образуют параллельные линии, и равные расстояния между ними подтверждают единственную вертикальную трещину. Азимутальные линии *1* и *2* соответствуют полному обороту прибора, и, следовательно, можно определить положение трещины и ее ориентацию. Единичной вертикальной трещине будет соответствовать аномалия в виде единичной кривой *1*, которая при вращении прибора на 360° переходит в новую кривую *2* (левая часть рис. 5.10, *А*). Если появится другая вертикальная трещина, то на диаграмме ей будет отвечать еще одна азимутальная линия, параллельная линиям *1* и *2*.

5.6.1.2. Система горизонтальных трещин

В случае системы горизонтальных трещин, таких как *а—г* на рис. 5. 10, *Б*, аномалии появляются на всех четырех кривых, поскольку четыре электрода одновременно проходят против трещин. Задержка наблюдается при субгоризонтальных слегка наклонных трещинах (рис. 5.10, *д* и *е*). Когда трещины перпендикулярны к стволу скважины, линия азимута будет представлять собой прямую непрерывную линию, так как каждая трещина регистрируется как точка.

5.6.1.3. Дендритообразная система трещин

В случае дендритообразной системы трещин азимутальная кривая представлет собой прямую непрерывную линию, в то время как сигналы от каждого электрода изменяются (рис. 5.11).

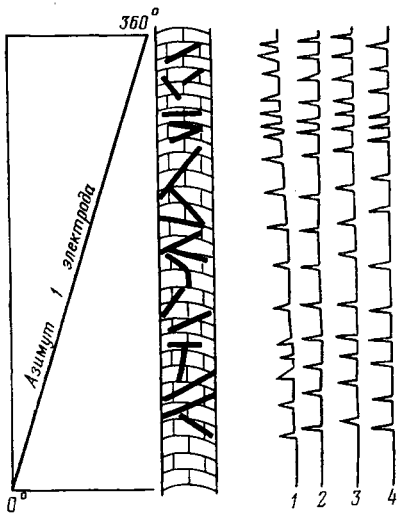


Рис. 5.11. Идеализированная дендритообразная система трещин и диаграмма наклонометрии.
1—4 — электроды

5.6.2. Методы идентификации трещин и их применение

Построение диаграммы идентификации трещин представляет собой высокоэффективную методику при обнаружении трещин. Эффективность ее обусловлена наложением сигналов от пары электродов.

Обычная пара образуется из двух двойных кривых, получившихся в результате наложения сигналов от пар электродов *1—2* и *3—4*.

Более сложная диаграмма с четырьмя двойными кривыми, получившимися в результате наложения сигналов от следующих пар электродов: *1—2, 3—4, 2—3, 4—1*.

Чтобы получить больше информации о трещинах и их характеристиках, используют следующую комбинацию: стандартные кривые от четырехбашмачного наклономера и две или четыре двойные кривые.

Пример. По диаграмме идентификации трещин (рис. 5.12), полученной по известнякам Остин (округ Фрио), были построены кривые с двух- и четырехкратным перекрытием и представлены на той же диаграмме. Преимуществом этих графиков является то, что они позволяют произвести дифференциацию между вертикальными трещинами и плоскостями напластования. Как видно на рис. 5.12, проницаемые плоскости напластования очень тонки и они превосходно коррелируются по всем четырем кривым. Вертикальные трещины наблюдаются только на одной или двух кривых.

Для той же формации Остин наличие вертикальных трещин [3] было установлено по двум двойным кривым (рис. 5.13). Расхождение кривых в каждой паре дает возможность количественной оценки трещин.

Поскольку наложение двух кривых возможно из-за того, что башмаки развернуты на 90°, аномалией будет являться разница между записями от двух соседних башмаков. Большее различие между двумя кривыми соответствует большей степени трещиноватости. Опыт показал, что результаты каротажа удовлетворительно согласуются с данными по керну. Однако, если имеется большое количество микротрещин, совпадение далеко от удовлетворительного. Поскольку трудно найти условия, подобные существую-

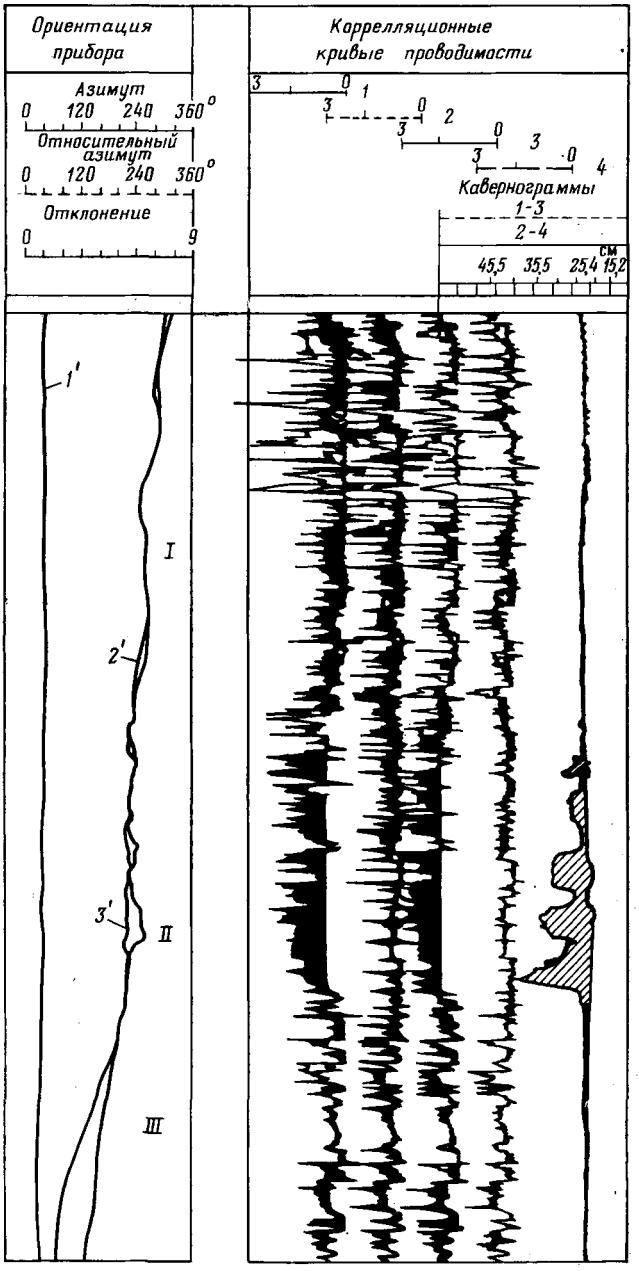


Рис. 5.12. Диаграмма индентификации трещин с четырьмя кривыми, мел Остин [2].

1—4 — электроды. Кривые: *1'* — отклонений; *2'* — относительного азимута; *3'* — азимута. *I* — проницаемые плоскости напластования; *II* — вертикальные трещины; *III* — отсутствие трещин

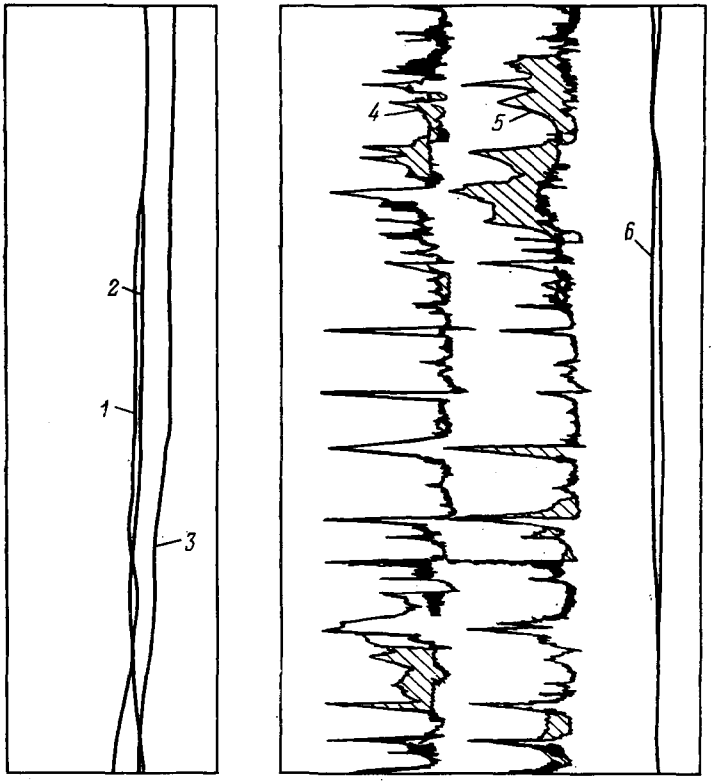


Рис. 5.13. Вертикальные трещины, выделенные с помощью диаграммы с двойными кривыми. Промежуток между кривыми пропорционален величине трещиноватости [2].

Кривые: *1* — СП, *2* — азимута, *3* — относительного азимута; кривые проводимости от пар электродов: *4* — *1—2*, *5* — *3—4*; *6* — кавернограмма

щим в формации Остин (малые углы падения, нецементированные вертикальные трещины, малые искривления скважин), результаты не всегда положительные. Если число аномалий велико, рекомендуется произвести повторную запись в трещиноватой и нетрещиноватой зонах (для использования ее в качестве эталона).

Если запись, полученная при использовании другой ориентации прибора, имеет те же аномалии, неопределенность в выделении зон трещин значительно меньше. Кроме того, поскольку все трещиноватые зоны не могут быть выделены во время одного спуско-подъема, многочисленные повторения записи с различными азимутами увеличат число обнаруженных трещиноватых зон вокруг скважины.

Обычно рекомендуется уделять больше внимания крупным аномалиям (исключение составляют случаи, когда трещины перпендикулярны к оси скважины) и быть осторожным при интерпретации результатов потери контакта башмака со стенкой скважины.

5.7. Методы ГИС для определения пустотности

Методы ГИС для определения пустотности — плотностной, нейтронный и акустический — считаются пригодными для обнаружения трещин, а также для оценки вторичной пустотности. При оценке вторичной пустотности плотностной и нейтронный методы (которые реагируют в основном на литологические характеристики) обычно менее эффективны, чем акустический метод.

В любом случае оценка вторичной пустотности должна определяться разницей между общей пустотностью и матричной пористостью, которые в принципе могут быть определены методами ГИС. Рассматривая модель с двойной пустотностью, Агилера [8] предложил следующее уравнение зависимости между общей и матричной пустотностью:

$$\Phi_{\text{общ}}^{-m} = 1 \Big/ \left[\nu\Phi_{\text{тр}} + (1-\nu) \Big/ \Phi_{\text{м}}^{-m_{\text{м}}}\right]. \qquad (5.8)$$

Общая пустотность $\Phi_{\text{общ}}$ и пористость матрицы $\Phi_{\text{м}}$ связаны по экспоненте трещинно-матричной системы m и экспоненте матрицы $m_{\text{м}}$, так же как и отношение, рассмотренное в уравнении (5.7).

5.7.1. Плотностной метод

Объемная плотность пород, через которые прошла скважина, может быть представлена в виде непрерывного графика при использовании диаграммы плотностного метода. Изменение интенсивности пучка гамма-лучей из источника, находящегося в зонде, фиксируется счетной системой; величина сигнала зависит от объемной плотности породы. Более высокая плотность обусловливает более низкий уровень интенсивности гамма-излучения. Иначе говоря, поскольку породы с низкой пористостью дают низкие скорости счета, то против интервалов пород с трещинами могут быть отсчеты, характерные для пород с более высокой пористостью. Трудности практического использования метода связаны с неориентированностью зонда и невозможностью его вращения, вследствие чего возникает риск, что будут регистрироваться трещины только на одной стороне ствола скважины.

Бек [2] считает, что кривая коррекции $\Delta\rho$ на диаграмме компенсационного плотностного метода позволяет оперативно выделять трещиноватые зоны. По сути дела, поскольку кривая $\Delta\rho$ была разработана для введения поправки в кривую плотности за неровность стенок ствола скважины и разную толщину глинистой корки, она может быть использована для обнаружения трещин. На кривой $\Delta\rho$ аномалия появляется, когда зонд двигается перед трещинами (рис. 5.14). Главным недостатком этого метода является то, что некоторые трещины могут быть пропущены, а основным достоинством — регистрация величины пустотности, которая может быть использована для дальнейших вычислений.

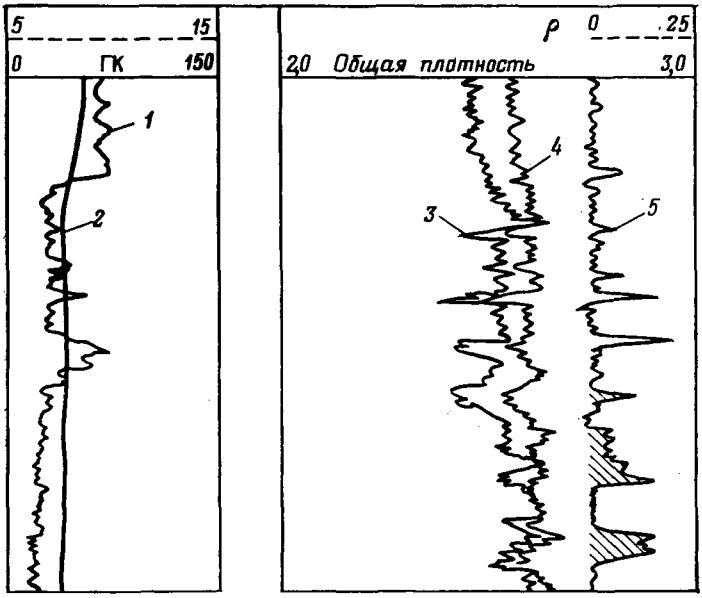


Рис. 5.14. Диаграмма компенсированного плотностного каротажа. Трещины выделяются по кривой $\rho_м$ [2].
Кривые: *1* — ГК; *2* — кавернометрии; *3* — потенциал-зонда; *4* — $\rho_{м,в}$; *5* — $\Delta\rho$

В примере, показанном на рис. 5.14, можно видеть, что отклонение ствола скважины от цилиндрической формы, зарегистрированное при кавернометрии, позволит определить местоположение трещин.

5.7.2. Нейтронные методы

Нейтронный каротаж, как и описанный выше метод, позволяет замерять общую пустотность. Те же самые трудности в выделении трещиноватых зон обусловлены разнонаправленной ориентацией трещин и невозможностью вращения прибора. Поскольку показания нейтронных методов зависят главным образом от содержания водорода в породе (в результате потери энергии при соударении нейтрона с атомом водорода), то при наличии открытой трещины можно ожидать появление аномалии, свидетельствующей о более высокой пустотности. Нейтронный каротаж является ценным методом для выделения плотных карбонатов, так как они характеризуются высокими показаниями.

Для оценки трещинной пустотности Пикетт [9] использует зависимость между величиной общей пустотности, полученной по керну, и ее значениями по данным нейтронного метода (рис. 5.15). Если отрезок AA' соответствует этой зависимости, то отклонение то-

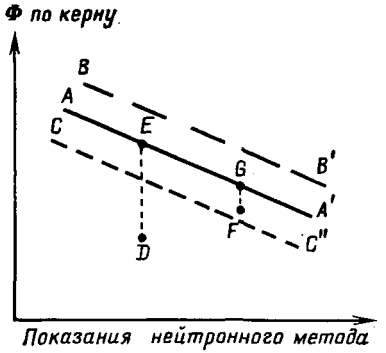
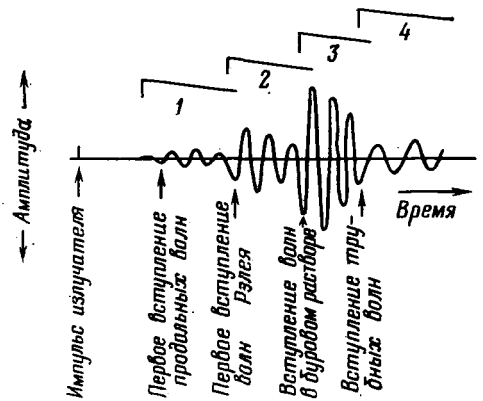


Рис. 5.15. График зависимости пустотности, определенной по керну, от ее значений по показаниям нейтронного метода (идеализированный случай)

чек D и F может быть обусловлено наличием трещиноватых зон, и, таким образом, величины ED и GF могут быть обусловлены трещинной пустотностью. Две дополнительные прямые линии ограничивают разброс, образовавшийся в результате погрешностей при измерениях, и для оценки трещинной пустотности будет использоваться только отрезок ED [9], в то время как величина пустотности, определенная по отрезку GF, будет относиться к пористости матрицы. По этой методике при обработке данных проводятся линии BB' и CC', ограничивающие область стандартных отклонений. Исследования пород формации Миссисипи показали, что расстояние между AA' и соответственно BB' и CC' было равно 1,5 σ (σ — стандартное отклонение) [9].

5.7.3. Акустический метод

Акустический метод — наиболее подходящий вид геофизических исследований для выделения зон трещиноватости. Были проведены многочисленные исследования в этой области, но результаты применения этого метода оказались не такими успешными, как можно было ожидать. Однако несмотря на это многие специалисты по геофизическим исследованиям скважин считают, что основой метода выделения зон трещиноватости должно являться использование эффекта влияния трещин на параметры распространения акустических волн.



Основные достоинства акустического метода: 1) он основан на механических свойствах среды и менее чувствителен к аномалиям ствола скважины, чем другие методы; 2) он очень точно выделяет плотные породы.

Рис. 5.16. Схематическое изображение акустических волн.

Фронт звуковой волны: *1* — продольной; *2* — Рэлея; *3* — в буровом растворе; *4* — трубной

На рис. 5.16 показана идеализированная зависимость амплитуды акустической волны от времени (при работе одного источника колебаний). На графике выделяются четыре типа волн: продольные, поперечные (Рэлея), волны, распространяющиеся в буровом растворе, и трубные волны [10]. Характеристикой этих волн является скорость их распространения между излучателем и породой, вдоль стенки ствола скважины и назад к приемнику.

Скорости каждого типа волн на различных участках показаны в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Тип волны	Скорость пробега по пути		
	излучатель-порода	вдоль стенки скважины	назад к приемнику
Продольная волна	Скорость продольной волны (давления)	Скорость продольной волны (сжатия)	Скорость продольной волны (давления)
Поперечная волна (Рэлея)	То же	Скорость поперечной волны	То же
Волна в буровом растворе	Скорость продольной волны		
Волна Стоунлея (трубная волна, малоскоростная)	Скорость меньше, чем у продольной волны		

5.7.3.1. Выделение зон трещиноватости при помощи акустических волн

а. Идеальный случай (горизонтальные трещины)

В случае расположения излучателя под пересечением вертикального ствола скважины горизонтальной трещиной, а приемника — над ним волны различного типа ведут себя по-разному (рис. 5.17).

Продольная волна, проходя через поверхности раздела твердое тело — флюид, отражается от этих поверхностей, и амплитуда ее уменьшается. Если же на пути распространения поперечной волны попадается трещина, то можно ожидать полное затухание ее амплитуды.

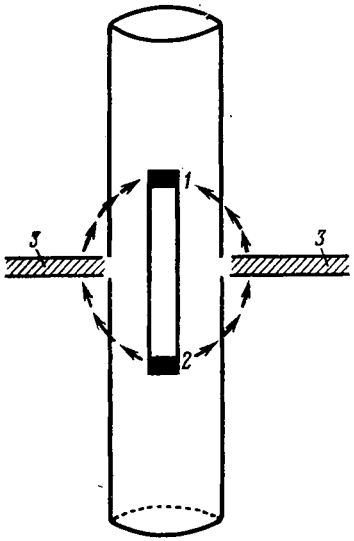


Рис. 5.17. Модель идеализированных горизонтальных трещин для акустического метода.
1 — приемник; *2* — излучатель; *3* — флюид

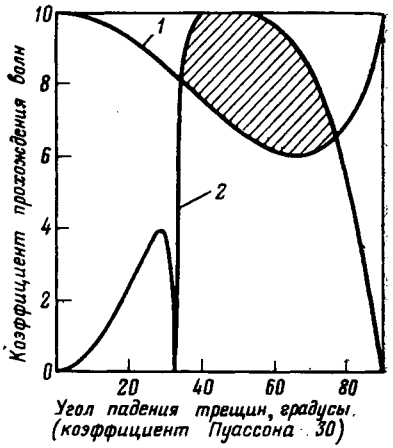


Рис. 5.18. График рассчитанной зависимости коэффициента затухания продольных (*1*) и поперечных (*2*) волн от наклона трещины [10]

б. Реальный случай

В случае наклонных трещин возможны два подхода к решению проблемы — теоретический и экспериментальный (рис. 5.17).

Теоретически на характер распространения продольных и поперечных волн влияет наклон трещин, и при определенных условиях потери энергии при распространении волн могут достигать значительной величины. При теоретических расчетах в качестве модели для расчета потерь энергии при распространении волн была принята бесконечно тонкая гладкая трещина (заполненная флюидом) в бесконечной среде. Потери энергии при распространении волн выражаются коэффициентом отдельно для плоской продольной и плоской поперечной волн. Результаты расчетов приведены на рис. 5.18 и в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Волна	Коэффициент затухания волн при угле наклона трещины		
	0—33°	33—78°	78—90°
Поперечная	0—0,4	1	1—0
Продольная	1—0,8	0,6	0,6—1

Затухание волн иногда выражается дробью, которая показывает затухание в промежуточной зоне продольной волны или затухание поперечной волны в крайних областях. Это может помочь при распознавании трещин по наклону: вертикальные, горизонтальные и промежуточные.

При экспериментальном методе затухание продольных и поперечных волн исследовалось в лаборатории и полученные результаты подтвердили закономерность, приведенную на рис. 5.18. По результатам, представленным в табл. 5.3, можно сделать следующие выводы [10].

Таблица 5.3

Волна	Затухание волн при угле падения трещин			
	0°	45°	60°	90°
Продольная	0	4,5	8	0
Поперечная	>12	8	2	—
	Трещины			
	горизонтальная		вертикальная	

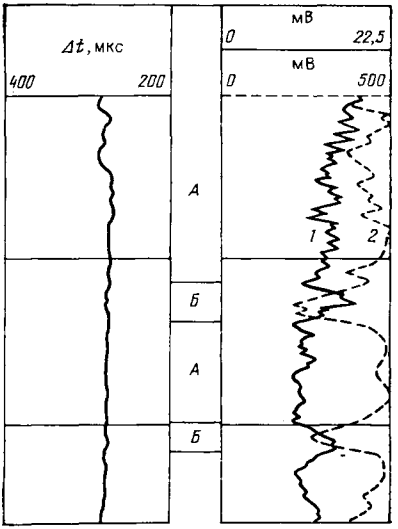
1. Поскольку угол падения трещин точно определить нельзя, то все трещины с углом падения больше 60° считаются практически вертикальными, а трещины с наклоном 0—30° — горизонтальными или субгоризонтальными.

2. Результатом исследования зависимости амплитуды продольных волн от амплитуды поперечных является вывод о том, что увеличение амплитуды продольных и уменьшение амплитуды поперечных волн свидетельствует о наличии горизонтальных трещин, а увеличение амплитуды поперечных волн — о наличии вертикальных трещин.

По этой методике можно выделить два различных типа трещин.

Пример. Моррис [10] приводит интересный пример интерпретации зависимости прихода сигнала от ориентации трещин для двух упрощенных случаев.

Случай 1. На рис. 5.19 показаны зарегистрированные изменения амплитуд поперечных и продольных волн в известняках формации Миссисипи. Кривая Δt времени прихода сигнала к приемнику относительно ровная, следовательно, вариации двух амплитудных кривых обусловлены типом трещин. К зоне *А*, где скорость поперечных волн остается неизменной, а скорость продольных затухает, приурочены вертикальные трещины. В зоне *Б*, наоборот, наблюдаются высокая скорость продольных волн и уменьшение скорости



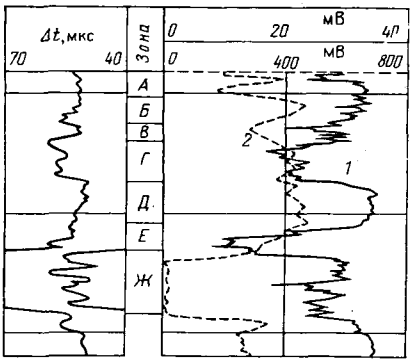


Рис. 5.20. Интерпретация записей амплитуд продольных (*1*) и поперечных (*2*) волн в породах с большими вариациями ориентации трещин

Рис. 5.19. Интерпретация записей амплитуд продольных (*1*) и поперечных (*2*) волн в известняке Миссисипи [10]

поперечных из-за присутствия горизонтальных трещин. Результаты лабораторного исследования керна подтвердили такую интерпретацию.

Случай 2. На диаграмме акустического метода того же самого известняка Миссисипи, показанной на рис. 5.20, по кривой времени прихода продольной волны выделяются мощные пласты с небольшим различием в скоростях волн. Изменения амплитуд продольных и поперечных волн указывают на тип трещин в интервале (табл. 5.4). По времени прихода четко регистрируется изменением литологии в интервале Ж (вудвордские сланцеватые глины).

Таблица 5.4

Зона (см. рис. 5.20)	Ориентация трещин	Амплитуда волн	
		поперечных	продольных
А	Горизонтальные	Низкая	Высокая
Б	Редкие разбросанные вертикальные и горизонтальные	Высокая	Высокая
В	Горизонтальные и вертикальные	Низкая	Низкая
Г	Вертикальные	Высокая	Низкая
Д	Нет трещин	Высокая	Высокая
Е	Много вертикальных	Низкая	Очень низкая

в. Влияние на амплитуду акустических волн других факторов

На характер изменения амплитуды продольных и поперечных волн могут оказывать влияние такие факторы, как тип зонда, диаметр ствола скважин, свойства бурового раствора, неровности в стволе скважин, границы пластов, пределы изменения скорости и т. д. Затухание или любое изменение амплитуды может влиять на надежность интерпретации показаний акустического метода и, следовательно, на вероятность обнаружения трещин.

Эксцентричность зонда, как и эллипсовидность ствола скважины, значительно уменьшает амплитуду приходящей продольной волны. По наблюдениям установлено, что эксцентричность прибора в скважине в 6 мм уменьшает амплитуду на 50%.

Значительное затухание наблюдается также и при наличии в промывочной жидкости пузырьков газа.

Изменения литологии особенно влияют на время прихода как продольных, так и поперечных волн, проходящих через поверхность контакта бурового раствора с породой. Прохождение волны через тонкий слой, такой, как глинистый пропласток, также искажает амплитуду вследствие интерференции отражений от двух поверхностей раздела. Это искажение зависит от толщины пропластка.

Из изложенного выше можно сделать вывод о том, что акустический каротаж с регистрацией амплитуд является ценным методом для выделения зон трещиноватости. Однако необходимо отметить, что при применении только акустического метода неопределенность интерпретации бывает значительной. В последнее время разработана новая методика представления результатов акустического каротажа — метод изменяющейся плотности или интенсивности.

г. Волновая диаграмма акустического каротажа

Эта методика представления диаграмм акустического каротажа дает возможность создать панорамный вид волновой картины, позволяющий лучше выделить зону трещиноватости. Характеристика породы при акустическом методе в основном осуществляется непрерывной регистрацией временного интервала Δt в зависимости от глубины (где Δt — время прихода акустического импульса). Общий вид такой записи показан на рис. 5.21, на котором выделены различные типы волн: продольные, Рэлея и волны в буровом растворе, а также указаны их первые вступления.

На регистрацию акустических волн влияют различные условия, существующие в пласте. Изменения амплитуд акустических волн отображаются изменениями цвета диаграммы от белого до черного. Положительным амплитудам соответствуют на диаграмме более темные области, а отрицательным — более светлые.

Качественные изменения характеристик пласта отражаются посредством вариаций тона, соответствующих изменением амплитуд. Нулевая амплитуда регистрируется как серый цвет, средний

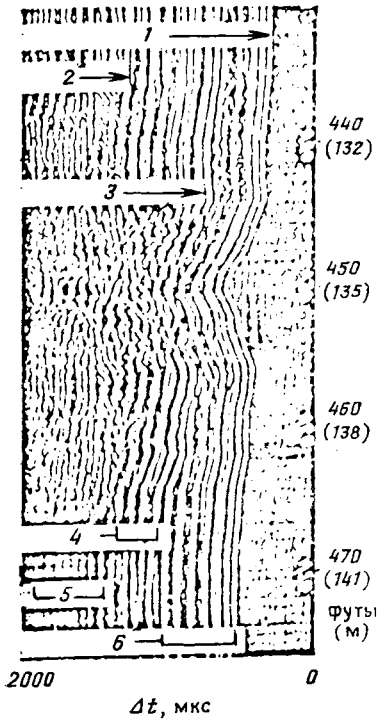


Рис. 5.21. Акустические волны и первые вступления на диаграмме, записанной по методу переменной плотности.

Первые вступления волн: *1* — продольных; *2* — бурового раствора, *3* — Рэлея; волны: *4* — Рэлея, *5* — бурового раствора, *6* — продольные

между черным и белым. Зона с постоянной пористостью, нетрещиноватая и литологически однородная на диаграмме изображается областью с равномерным чередованием светлых и темных полос. При прохождении зонда через трещиноватую зону на диаграмме появляются четкие перерывы записи и характерный диагональный рисунок. Этот рисунок (условно называемый шевроном) является результатом отражения большой части энергии волн которые, проходя назад к приемнику, накладываются на обычную волновую картину. При приближении прибора к трещине отраженная энергия продольных волн. создает диагональное возмущение («шеврон») на волновой картине под углом, равным $2/v_{PP}$.

д. Исследование трещиноватости

Поскольку трещины имеют небольшую толщину и интервальное время не зависит от их наличия, то первый этап в исследовании «шевронов» не связан с временем, на этом этапе могут отбраковываться искажения волновой картины, связанные с изменением литологии и неправильностью ствола скважины.

Вторым этапом является изучение волновой картины интервала трещиноватости. Типы трещин могут быть установлены на основе рис. 5.18 по результатам, полученным по кривым скорости поперечных и продольных волн, как показано на рис. 5.22 и в табл. 5.5. Трещины можно подразделить на две категории: субгоризонтальные (с углами падения 0—35°) и субвертикальные (35—80°).

На рис. 5.22 показан пример, когда трещина, расположенная приблизительно на отметке 26 м, на диаграмме проявляется на отметке 28 м.

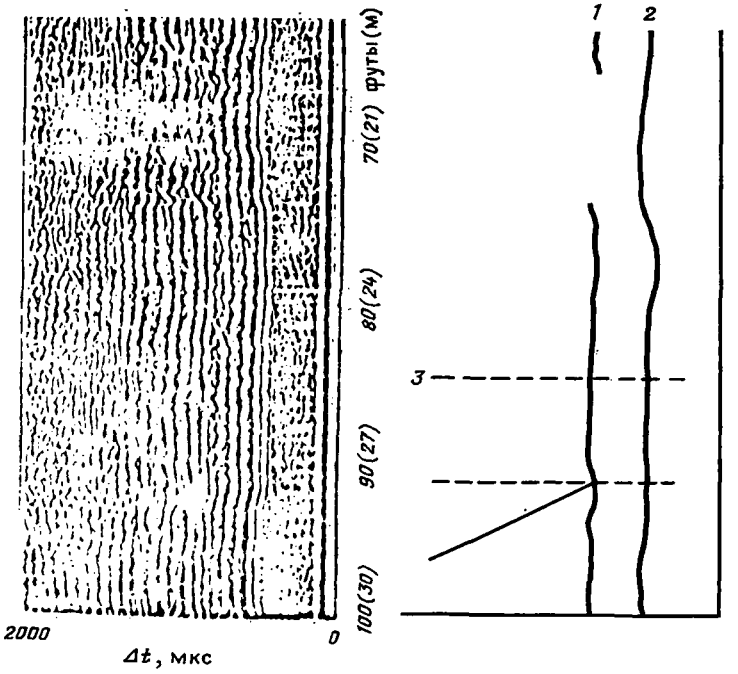


Рис. 5.22. Пример выделения трещин с помощью диаграммы, записанной по методу переменной плотности.
Волны: *1* — поперечные, *2* — продольные; *3* — трещина

Таблица 5.5

Параметры	Угол падения трещин	
	субгоризонтальных	субвертикальных
	0—35°	35—80°
Энергия, прошедшая через трещину		
Продольной волны	Полная	Слабая
Поперечной волны	Слабая	Полная
Картина отражения		
Продольной волны	Нет	Полная
Поперечной волны	Полная	Нет
Вступление на диаграмме переменной плотности		
Продольной волны	Не уменьшенное	Уменьшенное
Поперечной волны	Уменьшенное	Не уменьшенное
Тип кривой		
Продольной волны	Слабый	Сильный
Поперечной волны	Сильный	Слабый

5.7.4. Вторичная пустотность

Комплексирование акустического метода с плотностным и с нейтронным каротажем в определенных случаях позволяет уточнить оценку вторичной пустотности. По этой методике предполагается, что данные акустического метода $\Phi_{ак}$ не зависят от трещин и каверн, являясь функцией только пористости матрицы, и Δt не искажено ими. С другой стороны, и нейтронный или плотностной каротажи дают значение общей пустотности $\Phi_{н-пл}$, и, следовательно, вторичная пустотность может быть определена как разность

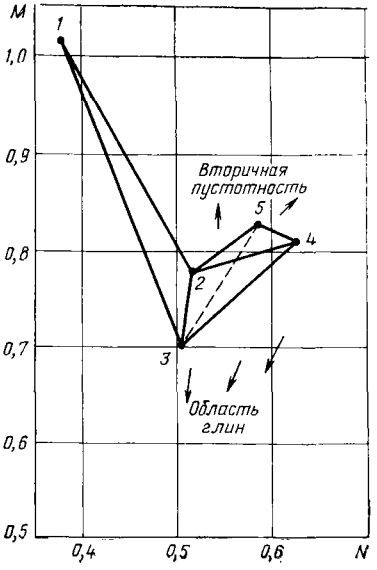
$$\Phi_{тр} = \Phi_{н-пл} - \Phi_{ак}.$$

При этом следует отметить, что, как уже указывалось выше, вторичная пустотность так мала по сравнению с $\Phi_{н-пл}$ и $\Phi_{ак}$, что значения $\Phi_{тр}$ того же порядка, что и погрешности при определении $\Phi_{н-пл}$ и $\Phi_{ак}$. Кроме того, точность оценки зависит от вариаций глинистости, литологии и направленности ствола скважины.

5.7.5. Роль диаграммы литотипов пород

Для пород со сложной литологией была внедрена диаграмма, которая позволяет одновременно учитывать данные нейтронного, плотностного и акустического методов.

По этим методам получают параметры N и M, независимые от пористости:



$$M = \frac{\Delta t_{тр} - \Delta t}{\gamma_м - \gamma_{тр.п}}; \qquad (5.9)$$

$$N = \frac{(\Phi_н)_{тр} - \Phi_н}{\gamma_м - \gamma_{тр.п}}. \qquad (5.10)$$

где $\gamma_м$, $\gamma_{тр.п}$ — пустотность матрицы и трещиноватой породы.

На графике с координатными осями M и N (рис. 5.23) минерал расположен независимо от пористости. Для породы с более сложной

Рис. 5.23. График для выделения вторичной пустотности в породах с различным минералогическим составом (диаграмма литотипов).

1 — гипс; *2* — доломит; *3* — ангидрит; *4* — кварц; *5* — известняк

литологией значения M и N определяют по рис. 5.23 и процентному содержанию минералов в породе.

Если принять, что показания акустического метода связаны только с пористостью матрицы, логично предположить, что на величину N вторичная пустотность не влияет.

С другой стороны, величина M зависит от вторичной пустотности, увеличиваясь с ее ростом, следовательно, диаграмма литотипов может быть средством для выделения вторичной пустотности, которая в координатах M—N располагается выше линии *2—5* (доломит — известняк).

5.8. Скважинный телевизор

Использование скважинного акустического телевизора (САТ) является первым и пока единственным прямым методом выделения и оценки трещиноватых зон [12]. Хотя этот метод и имеет свои ограничения, ценность его несомненна, особенно при совместном использовании с данными по керну. Результаты исследования САТ иногда даже могут частично заменить сплошной отбор керна.

Проведение исследований с помощью САТ требует, чтобы скважина была заполнена однородной жидкостью, не содержащей свободного газа. Такой жидкостью могут быть пресная вода, рассол, сырая нефть или буровой раствор.

Важнейшими частями прибора (рис. 5.24) являются:

генератор акустических колебаний и магнитометр с насыщенным сердечником, которые вмонтированы в зонд;

мотор, который вращает приемник и магнитометр со скоростью 3 об/с с передачей сигналов на поверхность.

При проведении исследований зонд движется в вертикальном

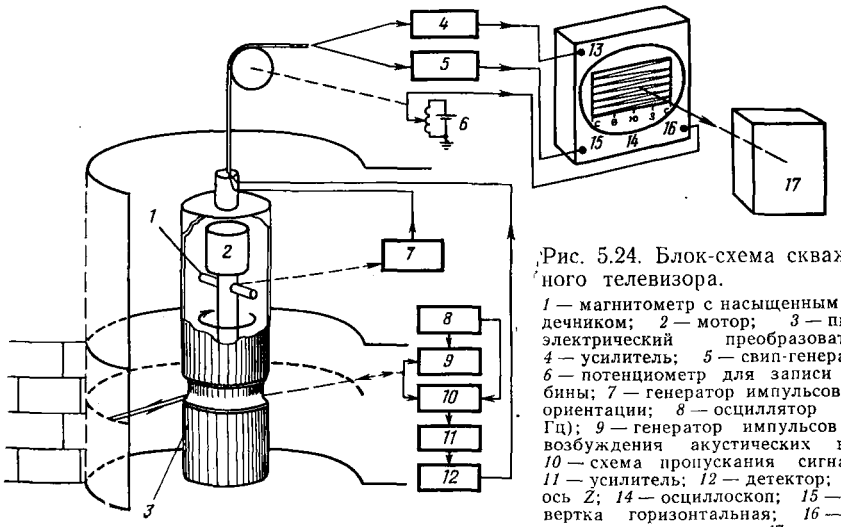


Рис. 5.24. Блок-схема скважинного телевизора.

1 — магнитометр с насыщенным сердечником; *2* — мотор; *3* — пьезоэлектрический преобразователь; *4* — усилитель; *5* — свип-генератор; *6* — потенциометр для записи глубины; *7* — генератор импульсов для ориентации; *8* — осциллятор (2000 Гц); *9* — генератор импульсов для возбуждения акустических волн; *10* — схема пропускания сигналов; *11* — усилитель; *12* — детектор; *13* — ось *Z*; *14* — осциллоскоп; *15* — развертка горизонтальная; *16* — развертка вертикальная; *17* — камера

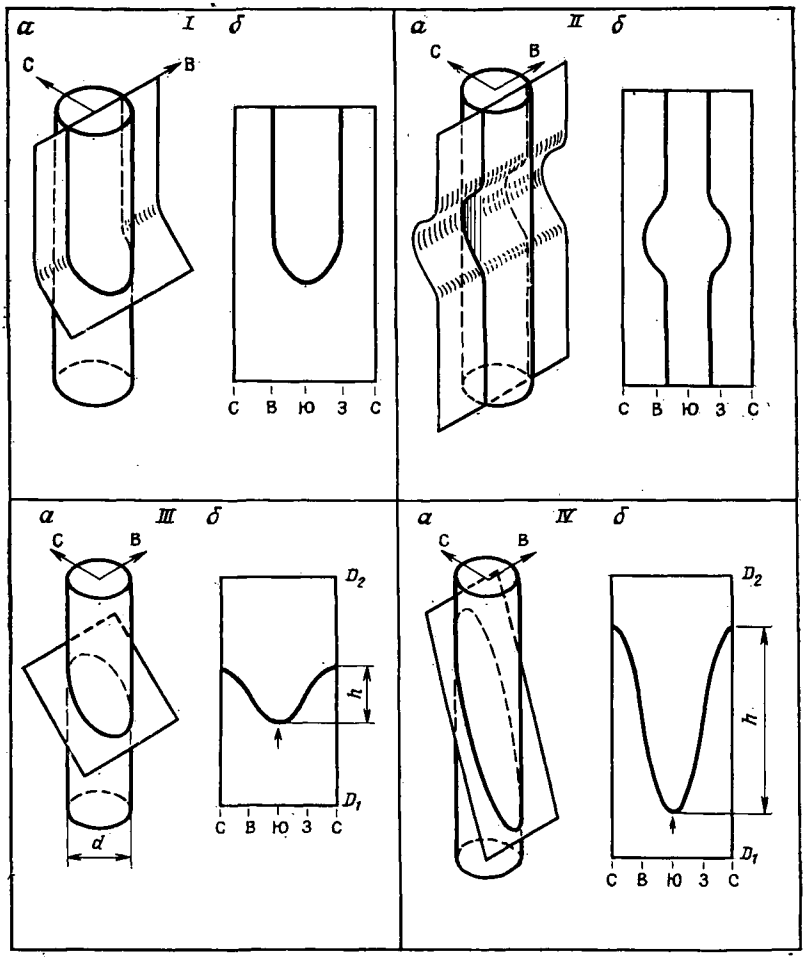


Рис. 5.25. Изометрическое изображение трещин, пересекающихся скважинами (*а*), и диаграммы САТ (*б*) [11].

Трещины: *I* — вертикальная; *II* — неправильной формы; *III* — с умеренным углом падения; *IV* — с крутым углом падения

направлении, вращается и одновременно регистрирует показания акустического каротажа и ориентацию зонда относительно севера.

Нарушения однородности стенок скважины, такие, как пустоты трещин, ямки и т. д., проявляются на диаграмме в виде изменения интенсивности волновой диаграммы. Результаты этого вида исследования представляют собой плоское изображение, вертикальный масштаб — глубина скважины, горизонтальный — азимут стенки скважины.

На рис. 5.25 показано пересечение скважиной трещины и приведена получающаяся при этом диаграмма. Вертикальная трещина в верхней части диаграммы на рис. 5.25, *I* представлена в виде

Рис. 5.26. Искусственная трещина в отложениях формации Спраберри (Западный Техас) на диаграмме САТ

двух линий, ориентированных на восток и запад. Нижняя часть диаграммы показывает зону, где трещина исчезает.

В случае, представленном на рис. 5.25, *II*, трещина «ведет себя» несколько необычно. Преимуществом зеркального отображения является возможность дифференциации естественных трещин и искусственных царапин на стенках скважины. Случаи пересечения скважиной полого- и крутопадающих пластов показаны на рис. 5.25, *III*, *IV*.

На рис. 5.26 показана диаграмма САТ, зарегистрированная в скважине, вскрывавшей породы формации Спраберри и заполненной нефтью после создания искусственной трещиноватости. Большие черные пятна — это, вероятно, расширения ствола скважины, обусловленные выкрашиванием или обвалом породы. Непрерывная черная линия, которая начинается на глубине примерно 2148,5 м и исчезает в углублении на глубине 2156,8 м, интерпретируется как расширенная естественная или искусственно созданная трещина, пересекающаяся скважиной в этом интервале приблизительно с запада на восток. Общая картина распространения трещины вокруг линии «юга» и некоторые неправильности ее контура по обоим сторонам на глубине 2153,9 м являются ярким примером зеркального эффекта.

По изменениям интенсивности диаграммы САТ можно судить об изменениях литологии и пористости. Вертикальная разрешаю-

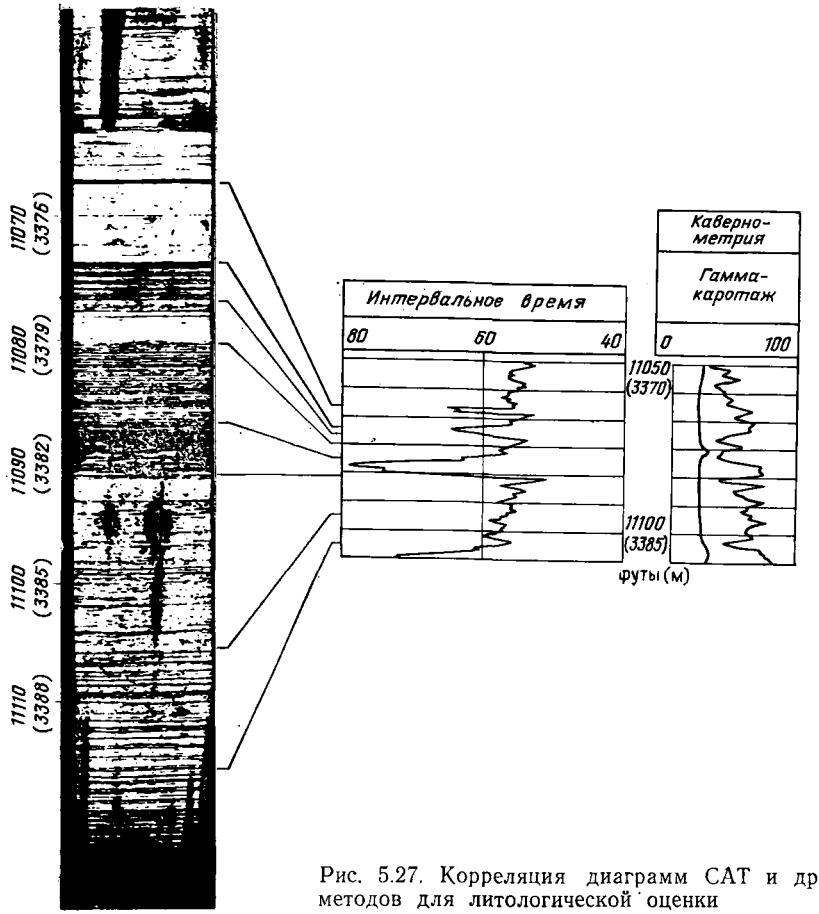


Рис. 5.27. Корреляция диаграмм САТ и других методов для литологической оценки

щая способность метода позволяет четко выделять на диаграмме тонкие пропластки и изменения литологии. На рис. 5.27 показана корреляция диаграмм САТ акустического и гамма-методов, кавернометрии для тонкослоистого известняка. Контрасты черного и белого цвета четко показывают изменения литологического состава.

5.9. Заключение

5.9.1. Комплексирование методов ГИС

Любая программа геофизических исследований, предназначенная для выделения зон трещиноватости, включает набор методов ГИС, и очередность их проведения.

В первую очередь в трещиноватой зоне должна быть проведена термометрия. Первоочередность проведения этого вида исследования очень важна в случае промежуточных геофизических исследований, при восстановлении теплового режима скважины во время проведения ГИС и даже в случае использования специальных комбинаций методов. На термограмме против зоны трещиноватости иногда наблюдается скачок, который можно считать первым признаком существования трещиноватой зоны.

При проведении исследований различными геофизическими методами против трещиноватых зон могут фиксироваться аномалии, обусловленные разными причинами:

а) большое значение $\Delta\rho$ — наличием вторичной пустотности;

б) возрастание пористости по нейтронному методу — изменением зависимости параметра пористости $P_{\text{п}}$ от пористости Φ;

в) отклонение кривой фокусированного индукционного каротажа — низкими значениями сопротивления промытой зоны;

г) появление иззубренности на диаграммах акустического каротажа, зарегистрированных методом переменной плотности — изменением диаметра скважины;

д) значительные различия показаний бокового каротажа и индукционного метода — низкие показания четырехрычажного цифрового наклономера с высоким разрешением.

Программа проведения ГИС может включать следующие комплексы методов, не считая термометрии, которая должна проводиться в первую очередь:

а) двухзондовый боковой каротаж — боковой микрокаротаж — кавернометрия;

б) компенсационный плотностной каротаж — компенсационный нейтронный каротаж — гамма-метод — кавернометрия;

в) компенсационный акустический каротаж — гамма-метод — кавернометрия;

г) компенсационный акустический каротаж — диаграмма акустического каротажа, записанная методом переменной плотности — кавернометрия;

д) акустический каротаж с длинным зондом — диаграмма акустического каротажа, записанная методом переменной плотности, длина зонда 25,4 см;

е) наклонометрия с высокой разрешающей способностью;

ж) фокусированный индукционный каротаж;

з) вторая и последняя термометрия.

5.9.2. Сопоставление результатов ГИС и другой информации

Данные, полученные при проведении ГИС для выделения и оценки трещиноватости, сравниваются с результатами других методов.

5.9.2.1. Сравнение пустотности, определенной по каротажу, с пористостью, замеренной по керну

Сравнение показаний нейтронного метода с результатами замеров пористости по керну позволяет определить калибровочную кривую, которая очень помогает при оценке зон трещиноватых пластов-коллекторов.

5.9.2.2. Пакер для снятия отпечатков со стенок скважины

Прямым методом осмотра скважины является применение надувных пакеров с полуизогнутой резиной. Пакеры накачиваются в зоне, представляющей интерес. Резиновая их часть плотно прилегает к поверхности стенки скважины. В таком положении пакеры остаются в течение приблизительно 12 ч. После удаления воздуха из пакера резина сохраняет форму стенки скважины.

Эта методика позволяет получать разнообразную информацию о таких параметрах, как густота трещин, кажущееся их падение, число систем трещин, их относительная ориентация.

5.9.2.3. Опробование пластов

При исследовании скважины методами восстановления давления, гидропрослушивания может быть отмечено наличие трещиноватых пород.

5.9.2.4. Дебитометрия (расходометрия)

Непрерывная запись профиля притока по глубине обеспечивает наиболее точные данные о положении трещиноватой зоны. Для таких исследований может с успехом использоваться скважинный вертушечный расходомер с центральным расположением вертушки. Наиболее эффективно его применение в условиях однофазного течения в скважинах с высокими дебитами и/или с небольшими диаметрами обсадной колонны.

5.10. Количественная интерпретация

5.10.1. Подход к интерпретации

После выделения трещиноватых зон при помощи различных геофизических методов ставится задача количественной интерпретации каротажных диаграмм. Задача весьма сложная. Ее можно упростить, считая, что порода состоит из двух отдельных частей — матрицы с межзерновой пористостью и сети трещин. Предполагается, что межзерновая пористость остается постоянной в пределах данной зоны, следовательно, изменения общей пустотности обусловлены изменениями объема трещин системы.

Для определения величины водонасыщенности системы трещин необходимо знать общую водонасыщенность, водонасыщенность межгранулярных пор и часть общего пустотного объема, относящегося к каждому виду пустотности. Метод, предложенный Хильче [13] для определения водосодержания в коллекторах с несколькими видами пустотности, — один из наиболее практичных. Предлагается следующая зависимость:

$$S_{\text{общ}} = \nu S_{\text{в.тр}} + (1 - \nu) S_{\text{в.м}},$$

где $S_{\text{общ}}$ — общая водонасыщенность, вычисленная по модифицированному уравнению Арчи, при применении его к неоднородным коллекторам:

$$S_{\text{общ}} = \left(\frac{P_{\text{п}}\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{пл}}}\right)^{1/n};$$

$$\nu = \frac{\Phi_{\text{общ}} - \Phi}{\Phi};$$

$$S_{\text{в.м}} = \left(\frac{P_{\text{п.м}}\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{м}}}\right)^{1/n}.$$

Полагается, что течение флюида в породах с несколькими видами пустотности осуществляется в первую очередь по сети трещин, и, таким образом, относительная проницаемость горной породы прямо пропорциональна флюидонасыщенности сети трещин.

Методика интерпретации может быть сведена к следующему.

а. Определение $\rho_{\text{в}}$. Сопротивление воды определяется обычными методами с использованием кривой СП и проверкой, если возможно, по анализам пластовой воды.

б. Определение пустотности. Определяется общая пустотность в исследуемой зоне. Наиболее надежные результаты получаются по акустическому, плотностному, нейтронному методу или по комбинации этих методов.

Величину пористости матрицы оценивают в зоне с уменьшенной пористостью и высоким сопротивлением.

в. Определение сопротивления пород. Сопротивления, замеренные в породах с различными видами пустотности, обычно имеют высокие значения (более 200 Ом·м) и быстро изменяются по разрезу. Боковой каротаж является наиболее подходящим методом для измерения сопротивлений, так как он позволяет точно определить сопротивление пород, причем мощность пластов практически не оказывает влияния на замеренные величины.

В исследуемой зоне должно быть определено истинное сопротивление. Полагается, что при наличии признаков изменения флюидонасыщенности пород сопротивление матрицы равно самому высокому сопротивлению, замеренному непосредственно в исследуемой зоне, или несколько ниже ее. Из опытных данных следует (в случае отсутствия надежных данных по сопротивлению матрицы), что в зонах с высоким сопротивлением сопротивление матри-

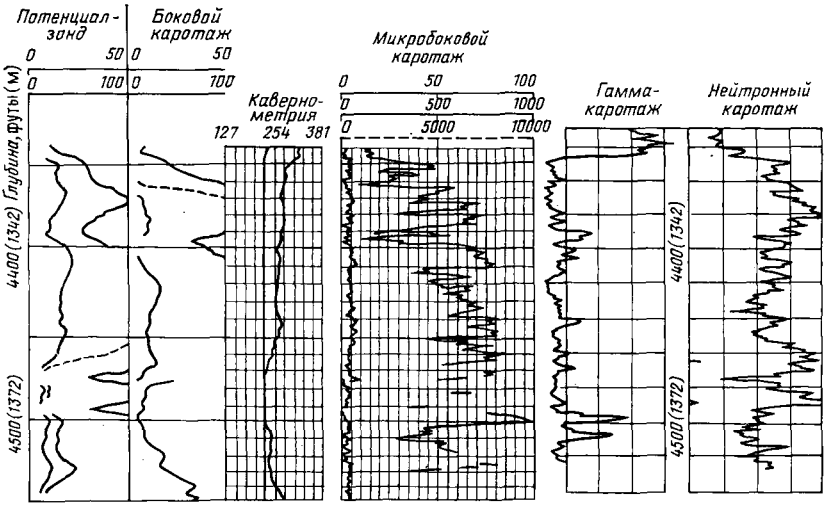


Рис. 5.28. Каротажные диаграммы скважины месторождения Биглейк

цы в 1—5 раз, а в зонах с низким сопротивлением в 10—100 раз выше, чем сопротивление породы, не затронутой проникновением фильтрата бурового раствора.

5.10.2. Применение методики оценки емкости трещин

В скважине на канадском месторождении Биглейк исследовался интервал 1347,2—1356,4 м (рис. 5.28).

Пластовые условия: температура 45,5°С; $\rho_{б.р}$ при пластовой температуре 1,13 Ом·м; $\rho_{ф.р}=0{,}95$ Ом·м; $\Phi_{гл.к}=1{,}7$.

Оценка $\rho_в$ по СП —76 мВ: $\rho_{ф.р}/\rho_{we}=84$; $\rho_{we}=0{,}0113$ Ом·м; $\rho_в=0{,}03$ Ом·м; по анализу воды $\rho_в=0{,}048$ Ом·м.

Оценка $\Phi_{общ}$: по керну $\Phi_{общ}=5{,}15\%$; по данным нейтронного метода $\Phi_{общ}=5{,}85\%$; по короткому потенциал-зонду, $\Phi_{общ}=5{,}85\%$; используемое значение $\Phi_{общ}\approx 5\%$.

Оценка $\Phi_м$: по данным нейтронного метода $\Phi_м=2\%$; по данным микробокового каротажа $\Phi_м=2\%$; используемое значение $\Phi_м=2\%$.

Результат $\nu=0{,}6$.

Можно сделать общие выводы.

1. Интерпретация данных ГИС может помочь при выделении трещиноватых зон и скорее качественной, чем количественной оценке трещиноватости.

2. Параметры системы с двойной пустотностью могут быть оценены в породах с низкой пустотностью ($\Phi_{общ}<10\%$).

3. В зонах с низкой пустотностью ($\Phi_{общ}<6\%$) повышается вероятность точной оценки пустотности трещин.

4. В породах с высокой пористостью пустотность, обусловленная наличием трещин ничтожно мала по сравнению с общей пус-

тотностью породы, однако в низкопористых интервалах играет важную роль. Поскольку количественная оценка трещинной пустотности возможна только в плотных породах, очевидна необходимость ГИС в данном случае.

5. В породах с высокой пористостью возможно только выделение зон трещиноватости без оценки их параметров. Следовательно, в этом случае дальнейшее развитие методов ГИС для количественной оценки пустотности не является необходимостью.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

b — общий объем
G — интегральный геометрический фактор
m — экспонента трещинно-матричной системы
$m_м$ — экспонента матрицы
n — экспонента насыщенности
$P_п$ — параметр пористости матрицы
$S_{в.м}$ — водонасыщенность межзерновых пор матрицы
$S_{в.тр}$ — водонасыщенность трещин
$S_{общ}$ — общая водонасыщенность, рассчитанная по модифицированному уравнению Арчи для неоднородного коллектора
$V_{бл}$ — объем блока породы
$V_м$ — объем матрицы
$V_п$ — объем породы
$V_{тр}$ — объем трещин
V_{pp} — скорость продольных волн в породе
Δt — интервальное время
Φ — пустотность, пористость
$\Phi_{ак}$ — пористость по акустическому методу
$\Phi_{гл.к}$ — пористость глинистой корки
$\Phi_м$ — пористость матрицы
$\Phi_{н-пл}$ — пустотность по нейтронному и плотностному методам
$\Phi_{общ}$ — общая пустотность
$\Phi_{тр}$ — пустотность трещин
ν — объем трещин (доля объема породы)
$\rho_{б.р}$ — сопротивление бурового раствора
$\rho_в$ — сопротивление пластовых вод
$\rho_{гл.к}$ — сопротивление глинистой корки
$\rho_{з.п}$ — сопротивление матрицы в зоне проникновения
$\rho_{к.к.з}$ — сопротивление по короткому потенциал-зонду
$\rho_{к.дл.з}$ — сопротивление по длинному потенциал-зонду
$\rho_{к.с}$ — кажущееся удельное сопротивление
$\rho_м$ — истинное удельное сопротивление матрицы
$\rho_{м.в}$ — сопротивление матрицы при 100%-ной водонасыщенности
$\rho_{н.з}$ — сопротивление породы, не затронутой проникновением
$\rho_п$ — плотность породы
$\rho_{пл}$ — истинное удельное сопротивление пласта
$\rho_{ф.р}$ — сопротивление фильтрата бурового раствора

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Pirson S. J.*, 1967. How to map fracture development from well logs. World Oil. p. 106—114, March.
2. *Beck J., Schultz A.* and *Fitzgerald D.*, 1977. Reservoir evaluation of fractured cretaceous carbonates in South Texas. SPWLA Logging Symposium Transactions, Paper M.
3. *Schlumberger*, internal manual, 1978. A review of fracture detection techniques with open holes.
4. *Suau J. J.* and *Gartner J.*, 1978. Fracture detection from logs. SPWLA.

5. *Aguilera R.* and *Van Poolen K. H.*, 1978. How to evaluate naturally fractured reservoirs from various well logs. Oil and Gas Journal, Dec.

6. *Aguilera R.*, 1976. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs. Journal of Petroleum Technology, July, p. 764.

7. *Suau J.* and *Roccabianca R.*, et al, 1979. Evaluation of very low-porosity carbonates. Preprint.

8. *Aguilera R.* and *Van Poolen K. H.*, 1979. How to evaluate naturally fractured reservoirs from various logs. Oil and Gas Journal, Jan. 8.

9. *Picket R. G.* and *Reynolds B. E.*, 1969. Evaluation of fractured reservoirs. SPEJ, March.

10. *Morris R. L.*, *Grine D. R.* and *Arkfeld T. E.*, 1964. The use of compressional and shear acoustic amplitudes for the location of fractures. Journal of Petroleum Technology, June.

11. *Knopff L.*, et al, 1957. 2nd Report, seismic scattering project. Institute of Geophysics, UCLA, Ch. 12, April.

12. *Zemanek J.* and *Caldwell R. L.* et al., 1969. The borehole televiewer, a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. Journal of Petroleum Technology, June, p. 762.

13. *Hilchie D. W.*, 1959. A quantitative study of electrical log interpretation in fractures and vuggy reservoirs. Master thesis, University of Texas, Aug.

Часть II

ТЕЧЕНИЕ ОДНОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ К СКВАЖИНЕ

Основную часть трещиноватых пластов можно подразделить на два типа: 1) трещиноватые пласты с пустотностью, обусловленной только наличием трещин, и 2) трещиноватые пласты с двумя видами пустотности или с так называемой двойной пустотностью (пористостью) (рис. 6.1). Пласты обоих типов характеризуются наличием системы трещин, разделяющих породу на блоки, а различаются наличием или отсутствием эффективной пористости породы блоков. В первом случае блоки практически непроницаемы, в то время как во втором случае они проницаемы, а их пористость может быть довольно значительной. Пористость породы блоков (матрицы) существенно улучшает емкостные свойства пласта, и поэтому трещиноватые пласты с двойной пустотностью представляют больший интерес.

В трещиноватом пласте с одним видом пустотности, характеризующимся развитой сетью трещин, для описания процесса течения могут быть использованы уравнения, выведенные для сплошной среды, но при условии замены параметров, применяемых для оценки трещин и блоков, параметрами, описывающими тождественные свойства сплошной среды. Замена производится путем присвоения каждой точке пласта свойств представительного образца породы вокруг этой точки, включающего и трещины и блоки. Таким образом определяются пустотность и проницаемость в каждой точке пласта, и уравнения течения могут быть представлены дифференциальными уравнениями в частных производных. В случае пласта с двойной пустотностью рассматриваются две перекрывающиеся, вложенные друг в друга сплошные среды: одна — соответствующая трещиноватой среде, другая — среде, характеризующейся блоками. При этом каждой точке будут соответствовать по два значения пустотности (пористости) и проницаемости, т. е. трещинной пустотности и пористости блоков матрицы, трещинной проницаемости и проницаемости собственно породы.

В пластах с одним видом пустотности, независимо от масштаба представительного объема пласта, непроницаемые блоки играют роль твердых зерен терригенного пласта, а трещинная пустотность — роль межзернового пространства. Как можно предположить, уравнения, описывающие процесс течения в трещиноватых пластах с одним видом пустотности (трещинной) должны быть такими же, как и для обычных коллекторов. Таким образом, большой разницы между трещиноватыми пластами с одним видом пустотности и обычными пластами, имеющими зернистую текстуру, нет.

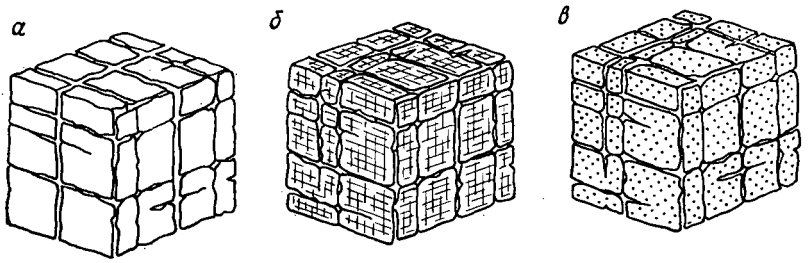


Рис. 6.1. Типы пустотности трещиноватых пластов.
а — трещинная пустотность, обусловленная макротрещиноватостью; *б* — двойная пустотность, обусловленная системой макротрещин и микротрещиноватостью блоков; *в* — двойная пустотность, обусловленная трещиноватостью породы и межзерновой пористостью матрицы (блоков)

Однако характер течения жидкости в пластах с двойной пустотностью, а соответственно и уравнения, описывающие течение, более сложные.

В гл. 6 данной книги детально описывается основной закон течения в трещиноватых породах с непроницаемой матрицей, в частности законы, определяющие движение жидкостей по трещинам к скважине. В гл. 7 выводятся уравнения, соответствующие закону течения в пласте с двойной пустотностью, а также дается критический анализ существующих уравнений. Особое внимание уделяется характеру движения жидкостей к скважине. Также детально рассматриваются методы интерпретации физических параметров, характеризующих изменение давления в зависимости от времени. В гл. 8 подробно обсуждаются различные специальные проблемы, связанные с изменением динамики работы скважин в условиях интерференции или нестационарного течения жидкостей в коллекторе, с которыми обычно сталкиваются при оценке характеристик пласта. Кроме того, исследуется возможность применения для естественно-трещиноватого пласта-коллектора методик, разработанных для случая создания искусственной трещиноватости в пористой среде.

Глава 6

ТЕЧЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ К СКВАЖИНЕ В ТРЕЩИНОВАТОЙ ПОРОДЕ С НЕПРОНИЦАЕМОЙ МАТРИЦЕЙ (БЛОКАМИ)

В непористом (с непроницаемой матрицей) трещиноватом пласте, т. е. в пласте с одним видом пустотности, обусловленной только наличием толщин, течение жидкости происходит по сети трещин. По аналогии, проводимой между трещиноватым пластом с таким видом пустотности и пластом с межзерновым поровым пространством, можно предположить, что процесс течения в обеих системах описывается одними и теми же уравнениями; например, для усло-

вий ламинарного течения по трещинам уравнение движения выводится на основе закона Дарси. Для случая течения в сети трещин уравнения, соответствующие закону Дарси, могут быть также получены из концепсуальных (умозрительных) моделей (Ирмей, Ромм, Сноу). Отправной точкой их вывода является уравнение течения в отдельной трещине. Задача о течении жидкости в непористом трещиноватом пласте оказывается также актуальной и для течения в системе с двойной пустотностью ввиду особых условий стационарного течения в трещиноватом пласте. Условия течения в этом случае фактически являются результатом постоянного перехода определенного количества жидкости из матрицы в систему трещин и одновременного движения эквивалентной массы жидкости к забою скважины. Установившееся течение жидкости через систему с двойной пустотностью физически идентично течению через непористую трещиноватую породу.

6.1. Закон течения однородных жидкостей

6.1.1. Течение однородных жидкостей в отдельной трещине

Простейшей моделью течения через отдельную трещину является течение в узком пространстве между двумя параллельными пластинами (рис. 6.2.).

Ламинарное течение определяется уравнением Навье — Стокса:

$$\rho \frac{\partial \vec{v}_{тр}}{\partial t} + g\left(\vec{v}_{тр}\nabla\right)\vec{v}_{тр} = -\nabla\psi + \mu\nabla^2\vec{v}_{тр}, \qquad (6.1)$$

где ρ — плотность; $\vec{v}_{тр}$ — скорость течения в трещине; g — ускорение свободного падения; Ψ — потенциал; μ — вязкость жидкости.

Если предположить, что число Рейнольдса величина малая, то инерциальный член $(\vec{v}_{тр}\nabla)\vec{v}_{тр}$ будет достаточно мал по сравнению с членом, учитывающим вязкостное трение, т. е. влияние вязкости, которым пренебречь нельзя. При этом стационарное течение несжимаемой жидкости можно выразить уравнением (6.1), которое в этом случае будет иметь следующий вид:

$$-\nabla\psi + \mu\nabla^2\vec{v}_{тр} = 0. \qquad (6.2)$$

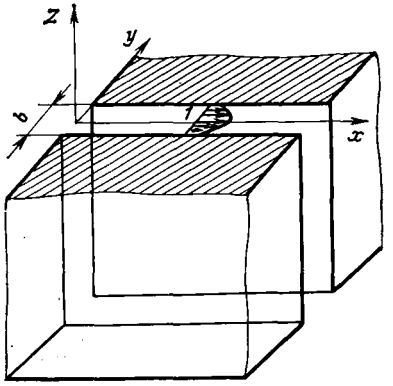


Рис. 6.2. Схема течения жидкости по трещине, образованной двумя плоскими поверхностями.

1 — эпюра скоростей; *b* — раскрытость трещины; *x*, *y*, *z* — оси координат

Уравнение сохранения массы в несжимаемом потоке

$$\operatorname{div} \vec{v}_{\text{тр}} = 0. \tag{6.3}$$

В узком пространстве между пластинами течение по существу является двумерным в плоскости (x, z). В направлении по оси y скорость меняется от 0 у стенки пластины (условия без проскальзывания) до максимума в центре потока. Темп изменения скорости в направлении по осям x и z низкий. Поэтому уместны следующие упрощения:

$$\partial v_{\text{тр}\,x}/\partial x = 0; \quad \partial v_{\text{тр}\,y}/\partial y = 0; \quad \partial v_{\text{тр}\,z}/\partial z = 0.$$

Тогда уравнение (6.2) по осям x, y и z можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} &-\partial\psi/\partial x + \mu\partial^2 v_{\text{тр}\,x}/\partial y^2 = 0; \\ &-\partial\psi/\partial y = 0; \\ &\partial\psi/\partial z + \mu\partial^2 v_{\text{тр}\,z}/\partial z^2 = 0. \end{aligned} \tag{6.4}$$

Из второго уравнения (6.4) следует, что функции y не существует. Первое и третье уравнения легко проинтегрировать при соответствующих граничных условиях: если $y = \pm b/2$ (b — расстояние между пластинами), то $V_{\text{тр}x} = V_{\text{тр}z}$. Тогда

$$\begin{aligned} v_{\text{тр}\,x} &= -(1/2\mu)(b^2/4 - y^2)\,\partial\psi/\partial x; \\ v_{\text{тр}\,z} &= -(1/2\mu)(b^2/4 - y^2)\,\partial\psi/\partial z. \end{aligned} \tag{6.5}$$

Путем усреднения уравнений (6.5) по разрезу потока находятся выражения для средних скоростей:

$$\begin{aligned} \langle v_{\text{тр}\,x}\rangle &= \frac{1}{b}\int_{-b/2}^{+b/2} v_{\text{тр}\,x}\,dy = -(b^2/12\mu)\,\frac{\partial\psi}{\partial x}; \\ \langle v_{\text{тр}\,z}\rangle &= \frac{1}{b}\int_{-b/2}^{+b/2} v_{\text{тр}\,z}\,dy = -(b^2/12\mu)\,\frac{\partial\psi}{\partial z}, \end{aligned} \tag{6.6}$$

или

$$\langle \vec{v}_{\text{тр}}\rangle = (b^2/12\mu)\,\nabla\psi. \tag{6.7}$$

Уравнение (6.7) представляет собой уравнение течения между параллельными плоскостями, моделирующее течение в отдельной

трещине. Это уравнение аналогично закону Дарси при истинной проницаемости трещины $K'_{тр}=b^2/12$, как указывалось в разделе 4.2.1 гл. 4.

6.1.2. Течение однородных жидкостей через систему трещин

Роммом была разработана концепсуальная модель, позволяющая определить уравнение движения жидкости (закон Дарси) через систему трещин.

6.1.2.1. Векторное определение скорости и проницаемости

В трещиноватом пласте, в котором выделяются проницаемые трещины и непроницаемые блоки, поток u рассчитывается по формуле

$$\vec{u}_i = b_i f_i \vec{v}_{тр\,i}, \tag{6.8}$$

где $\vec{v}_{тр\,i}$ — скорость течения в трещине i-го направления; b_i — раскрытость трещины; f_i — линейная густота трещин, т. е. количество трещин, приходящихся на единицу длины ($f=L_{г.тр}$ — см. гл. 2).

Вектор скорости в i-м направлении (по уравнению (6.7)) равен

$$\vec{v}_{тр\,i} = -\left(b_i^2/12\mu\right)\left(\nabla\psi\vec{m}_i\right)\vec{m}_i, \tag{6.9}$$

где $\vec{m}_i$ — единичный вектор в i-м направлении.

Объединяя уравнения (6.8) и (6.9), получим:

$$\vec{u}_i = -b_i^3\left(f_i/12\mu\right)\left(\nabla\psi\vec{m}_i\right)\vec{m}_i. \tag{6.10}$$

Суммарная скорость течения представляет собой сумму скоростей $\vec{u}_i$ в n отдельных трещинах:

$$\vec{u} = -(1/12\mu)\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i\left(\nabla\psi\vec{m}_i\right)\vec{m}_i. \tag{6.11}$$

Если градиент $\nabla\Psi$ разделяется на две компоненты: одна — в направлении плоскости трещины, другая — перпендикулярно к ней, то

$$\nabla\psi = \left(\nabla\psi\vec{m}_i\right)m_i + \left(\nabla\psi\vec{n}_i\right)\vec{n}_i, \tag{6.12}$$

где $\vec{n}_i$ — единичный вектор.

После подстановки (6.12) в (6.11) получим

$$\vec{u} = -(1/12\mu)\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \left[\nabla\psi - \left(\nabla\psi \vec{n}_i\right)\vec{n}_i\right] =$$

$$= -(1/12\mu)\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \left[\overline{\overline{I}} - \left(\vec{n}_i\,\vec{n}_i\right)\right]\nabla\psi, \qquad (6.13)$$

где $\overline{\overline{I}}$ — единичный тензор.

Уравнение (6.13) можно также записать в следующем виде:

$$\vec{v} = -\frac{\overline{\overline{K}}_{\text{тр.пл}}}{\mu}\nabla\psi. \qquad (6.14)$$

Такая запись соответствует закону Дарси для обычной среды с межзерновой пористостью. Из уравнений (6.13) и (6.14) следует:

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр.пл}} = (1/12)\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \left[\overline{\overline{I}} - \left(\vec{n}_i\,\vec{n}_i\right)\right], \qquad (6.15)$$

что представляет симметричный тензор второго порядка.

На основании приведенной выше концепсуальной модели анизотропная проницаемость $\overline{\overline{K}}_{\text{тр.пл}}$ выражается уравнением (6.15), которое может быть записано в матричной форме как

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр.пл}} = \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{1i}^2) & -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \alpha_{\lambda i}\alpha_{2i} & \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{2i}^2) \\ -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \alpha_{1i}\alpha_{2i} & -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{2i}^3) & -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \alpha_{1i}\alpha_{3i} \\ -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \alpha_{3i}\alpha_{1i} & -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \alpha_{3i}\alpha_{2i} & -\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{3i}^2) \end{vmatrix}, \qquad (6.16)$$

где α_{1i}, α_{2i} и α_{3i} — косинусы углов пересечения векторов $\vec{n}_i$ с осями соответственно x_1, x_2 и x_3 в декартовой системе координат.

При системе координат x_1, x_2, x_3, совпадающей с основными направлениями анизотропии, получим:

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр.пл}} = \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{1i}'^2) & 0 & 0 \\ 0 & \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{2i}'^2) & 0 \\ 0 & 0 & \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha_{3i}'^2) \end{vmatrix}, \qquad (6.17)$$

где α'^2_{1i}, α'^2_{2i}, α'^2_{3i} — направляющие векторов $\vec{n_i}$ с осями соответственно x'_1, x'_2, x'_3.

Для изотропной системы трещин получим:

$$\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha'^2_{1i}) = \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha'^2_{2i}) = \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha'^2_{3i}). \qquad (6.18)$$

Если предполагается случайная система трещин с равновероятным распределением $(1-\alpha'^2)$, не зависящим от $b_i^3 f_i$, достаточно большие значения i и равновероятность всех значений α'_{ni} $(n=1, 2, 3)$, то

$$1 - \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi/2} \cos^2 x_{ni} dx_{ni} = 1/2 \qquad (6.19)$$

и

$$\sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i (1-\alpha'_{ni}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i. \qquad (6.20)$$

В этом случае тензор проницаемости трещины будет иметь вид:

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр.пл}} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{n} b_i^3 f_i \overline{\overline{I}}. \qquad (6.21)$$

Основное различие между истинной проницаемостью трещины ($K_{\text{тр}}'$) и проницаемостью пласта ($K_{\text{тр.пл}}$), которая определяется по данным исследования скважин, рассматривалось в гл. 1. Величина истинной проницаемости отдельной трещины зависит от ее раскрытости b, а точнее — от поперечного сечения и, следовательно, может быть очень высокой, тогда как проницаемость пласта, определенная по данным о притоке в скважину через поперечное сечение всего пласта (включая, таким образом, и непроницаемые блоки), имеет более умеренные значения. Так, например, в случае трещиноватого пласта, имеющего линейную густоту трещин $L_{\text{г.тр}} = 1/\text{м}$ и раскрытость трещин 0,1 мм, истинная проницаемость одной трещины ($K_{\text{тр}} = b^2/12$) приблизительно равна 1000 мкм^2, тогда как проницаемость трещиноватого пласта $K_{\text{тр.пл}}$ по уравнению (6.21) составляет всего 0,042 мкм^2:

$$K'_{\text{тр}} = \frac{(10^{-2})^2}{12} \approx 1000 \text{ мкм}^2;$$

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{1}{24} (10^{-2})^3 \frac{1}{100} = 0{,}042 \text{ мкм}^2.$$

В случае течения углеводородов в трещинах на стенках может удерживаться некоторое количество остаточной воды, обусловливающее величину несжимаемой водонасыщенности в объеме тре-

щинной системы. Толщина этого прослоя 1—2 мкм. Следовательно, минимальная величина раскрытия трещины, в которой происходит течение несмачивающей жидкости, должна быть порядка 2—4 мкм.

6.1.2.2. Случай одномерного течения

Расчет проницаемости основан на непрерывности потока фильтрующейся через трещиноватый пласт жидкости с постоянной объемной скоростью (дебитом $q_{тр}=\text{const}$):

$$v = q_{тр}/A_{пл} = v_{тр}\, A_{тр}/A_{пл}, \tag{6.22}$$

где v — скорость, соответствующая фильтрации по закону Дарси (в сечении пласта); $v_{тр}$ — эффективная скорость течения в трещинах; $A_{тр}$ — поперечное сечение трещины; $A_{пл}$ — поперечное сечение пласта.

Если в непористом трещиноватом пласте имеется n трещин с раскрытостью b и длиной l, скорость течения по закону Дарси выражается через уравнения (6.7) и (6.11) в виде

$$v = \left(\frac{nbl}{A_{пл}}\,\frac{b^2}{12\mu}\right)\frac{d\psi}{dx}\,, \tag{6.23}$$

а

$$K_{тр.пл} = \frac{nb^3 l}{12A_{пл}} \tag{6.24}$$

определяет проницаемость трещиноватого пласта. Уравнение (6.24) можно записать также в виде

$$K_{тр.пл} = A_{г.тр}\left(\frac{b^3}{12}\right) = K_{тр}\, bA_{г.тр}, \tag{6.25}$$

где $A_{г.тр}=nl/A_{пл}$ представляет площадную густоту трещин (см. гл. 4).

6.1.3. Турбулентность при течении в трещинах

6.1.3.1. Аналогия турбулентного течения в трещинах и трубах

Возникновение турбулентности определяется числом Рейнольдса, которое рассчитывается по формуле

$$\mathrm{Re} = vD\rho/\mu = vD/\nu, \tag{6.26}$$

где v — скорость течения в трубе; D — характерный размер трубы; ρ, μ, ν — соответственно плотность, динамическая и кинематическая вязкости жидкости.

Характерным размером труб является диаметр D. Гидравлический радиус $R_{гидр}$ определяется отношением площади поперечного

сечения потока к смачиваемому периметру трубы. Выражая в уравнении (6.26) D через $R_{\text{гидр}}$ ($R_{\text{гидр}}=D/4$), получим

$$\mathrm{Re} = 4R_{\text{гидр}}/\nu. \tag{6.27}$$

При течении между параллельными пластинами гидравлический радиус равен $b/2$, тогда, выражая число Рейнольдса через гидравлический радиус, для раскрытости трещины b имеем

$$Re = 2bv/\nu = \rho v\, 2b/\mu. \tag{6.28}$$

При одномерном течении в направлении S зависимость между скоростью и потенциальным градиентом, выраженная уравнением (6.7), будет иметь вид:

$$\partial\psi/\partial S = (12\mu/b^2)\, v_S\ . \tag{6.29}$$

То же уравнение, выраженное через число Рейнольдса,

$$-\frac{1}{\rho g}\frac{\partial\psi}{\partial S} = \frac{96}{\mathrm{Re}}\,\frac{1}{D}\,\frac{v^2}{2g} = f(\mathrm{Re})\frac{1}{D}\,\frac{v^2}{2g}\ . \tag{6.30}$$

Скорость течения v представляет собой эффективную скорость в сечении потока и применительно к трещине эквивалентна $v_{\text{тр}}$ (эффективной скорости фильтрации в трещинах), а f определяется как коэффициент трения. Известно, что аналогичное выражение получено для ламинарного течения в трубах при коэффициенте трения, равном 64/Re, а не 96/Re, как в предыдущем случае. Что касается переходного состояния от ламинарного течения в трубах к турбулентному, то экспериментально было найдено значение числа Рейнольдса Re=2300 для течения между параллельными пластинами.

При турбулентном течении погеря давления является функцией неровности (шероховатости) стенок трубы. Уравнение (6.31) позволяет учитывать зависимость турбулентного течения как от коэффициента трения, так и от числа Рейнольдса и шероховатости стенок ε в виде:

$$-\frac{1}{\rho g}\,\frac{\partial\psi}{\partial S} = f\,(\mathrm{Re},\ \varepsilon)\,\frac{1}{D}\,\frac{v^2}{2g}\ . \tag{6.31}$$

Значения коэффициента трения в области турбулентного течения были определены экспериментально [4, 5, 6, 7]. Диаграмма Лоуиса (рис. 6.3), построенная тем же способом, что и диаграмма Муди для труб, является синтезом экспериментальных результатов, полученных разными исследователями.

а. Эмпирические уравнения, полученные из экспериментов

Из экспериментов с отдельными трещинами, имеющими гладкие стенки, было установлено, что зависимость λ—Re при ламинарном течении выражается классическими уравнениями:

$$\lambda = 6/\mathrm{Re}; \qquad v = \frac{b^2}{12\mu}\,\frac{dP}{dx}, \tag{6.32}$$

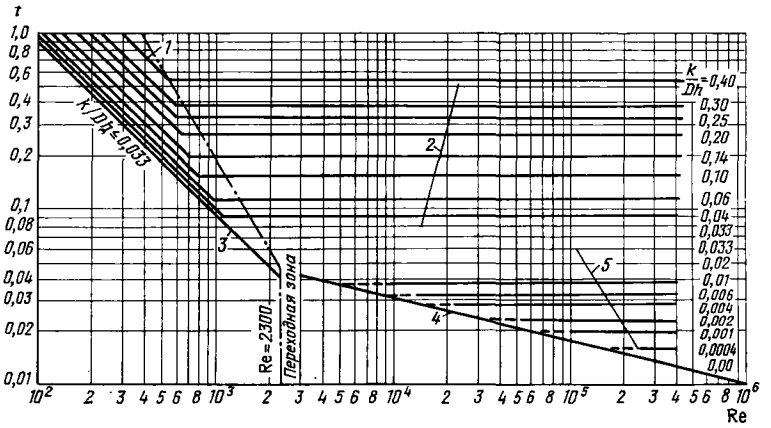


Рис. 6.3. График, выражающий зависимость коэффициента трения f от числа Рейнольдса Re при течении жидкости через трещины [7].

Результаты экспериментов: *1* — Лоуиса: $\lambda=(96/\mathrm{Re})[1+8{,}8(k/Dh)^{1,5}]$; *2* — Лоуиса: $1/v\lambda=-2\log[(k/Dh)/1{,}9]$; *3* — Пуазейля: $\lambda=96/\mathrm{Re}$; *4* — Блазиуса: $\lambda=0{,}316\mathrm{Re}^{1/4}$; *5* — Никарадзе: $1/v\lambda=-2\log[(k/Dh)/3{,}7]$

а при турбулентном течении

$$v=4{,}7\left[b^5\left(\frac{dP}{dx}\right)^4\Big/\mu\rho^3\right]^{1/7}; \tag{6.33}$$

$$\lambda=0{,}056/\mathrm{Re}^{1/4}. \tag{6.34}$$

Экспериментальные данные показывают, что переход от ламинарного течения к турбулентному происходит при числах Рейнольдса от 550 до 770 при среднем критическом значении $\mathrm{Re}_{кр}\approx 600$.

б. Влияние шероховатости

Стенки естественной трещины всегда в определенной степени шероховатые, вследствие чего может создаваться дополнительный перепад давления. Эта шероховатость определяется соотношением $\varepsilon=e^*/b$ (где e^* — средняя высота выступов на стенках трещины, b — раскрытость трещины). Эмпирическое уравнение для выражения скорости течения имеет вид

$$v=\frac{b^2}{12\mu}\,\frac{1}{1+6\,(e^*/b)^{1,5}}\,\frac{dP}{dx}, \tag{6.35}$$

для λ

$$\lambda=\frac{6}{\mathrm{Re}}\left[1+6(e^*/b)^{1,5}\right]. \tag{6.36}$$

При проведении экспериментов на моделях естественно трещиноватых пород была получена следующая информация.

Если стенки трещины образованы сцементированными зернами, тогда $\lambda \approx 40/\mathrm{Re}$, что соответствует уравнению (6.36) при условии $e^*/b = 1$.

Критическое значение величины относительной шероховатости $\varepsilon \approx 0{,}065$. Однако в большинстве случаев для естественных трещин $\varepsilon < 0{,}065$. В общем случае измеренные значения ε находятся между 0,002 и 0,01, что оправдывает использование уравнений (6.33) и (6.34). Для решения задач о течении в трещинах данным способом необходимо знать геометрию трещин и среднее значение шероховатости их стенок. Поскольку эти параметры неизвестны инженеру-разработчику, то приведенные выше результаты экспериментальных исследований для отдельных трещин представляют больше теоретический интерес, чем общий методический.

6.1.3.2. Аналогия турбулентного течения в трещинах и в пористой среде

В настоящее время в литературе нет указаний на существование общепринятого метода изучения течения в отдельной трещине, в системе или сети трещин, который бы не требовал подробной информации о размере трещин, их форме, распределении и т. д. Однако в определенных пределах представляется возможным провести аналогию между течением в системе трещин и в среде с межзерновой пористостью. На основании уравнений (6.2) и (6.14), выведенных для пористой среды, можно написать

$$\vec{v}_{\text{тр.пл}} = -\frac{K_{\text{тр.пл}}}{\mu} \operatorname{grad} P, \tag{6.37}$$

что соответствует случаям течения в соответствии с законом Дарси. При турбулентном течении появляется дополнительный перепад давления, который учитывается следующим образом:

$$\operatorname{grad} P = \frac{\mu}{K_{\text{тр.пл}}} \vec{v}_{\text{тр.пл}} + \beta\rho \left|\vec{v}_{\text{тр.пл}}\right| \vec{v}_{\text{тр.пл}} . \tag{6.38}$$

Для случая одномерного течения уравнение (6.38) записывается в виде

$$\frac{dP}{dl} = \frac{\mu}{K_{\text{тр.пл}}} v_{\text{тр.пл}} + \beta\rho v_{\text{тр.пл}}^2 \tag{6.39}$$

Правая часть уравнения (6.39) характеризует потери напора за счет вязкостного трения и инерции. Если скорость течения низкая, то второй член правой части уравнения становится пренебрежимо малым и фильтрация жидкости будет определяться вязкостным трением. При увеличении скорости силы инерции возрастают, и второй член играет основную роль в процессе фильтрации.

Если силами инерции можно пренебречь, закон фильтрации сводится к классическому закону Дарси, и предел его применимости может быть определен критическим значением безразмерного числа Рейнольдса, выраженным в следующем виде:

$$\mathrm{Re} = \beta\rho v_{\text{тр.пл}} \frac{K_{\text{тр.пл}}}{\mu}, \tag{6.40}$$

где β — коэффициент инерциального гидравлического сопротивления [10], часто называемый коэффициентом скорости или фактором турбулентности [12].

а. Уравнение фильтрации

Следует ожидать, что в системе трещин, так же как и в пористой среде, перепад давления можно выразить в виде

$$\Delta P = AQ + BQ^2. \tag{6.41}$$

При низких скоростях течения, когда $BQ^2 \ll AQ$, это выражение соответствует течению по линейному закону фильтрации, а при высоких скоростях, когда $BQ^2 \gg AQ$, — турбулентному течению. Значения констант A и B в данном случае зависят от геометрии потока и физических свойств породы и жидкостей. Следовательно, подход к описанию пласта, представленного системой трещин, заключается в нахождении подобия между параметрами трещиноватого пласта ($K_{\text{тр.пл}}$, $K_{\text{тр}}$, $\Phi_{\text{тр}}$ b, n, $A_{\text{г.тр}}$) и параметрами обычного с межзерновой пористостью пласта (K, Φ, h). Такие зависимости для различных упрощенных геометрических систем представлены в табл. 4.1 и 4.6.

Параметр A выражает линейную пропорциональность между скоростью течения и перепадом давления и связан с геометрическими характеристиками потока и параметрами гидравлического сопротивления.

На геометрические характеристики потока влияют длина отдельных трещин и протяженность сети трещин в пределах поперечного сечения потока. Параметры гидравлического сопротивления определяются отношением проницаемости пласта к вязкости жидкости $K_{\text{тр.пл}}/\mu$ или b^2/μ, если проницаемость трещин выражается через раскрытость трещин b.

Если сеть трещин свести к упрощенной геометрической модели, то $K_{\text{тр.пл}}$ и b будут связаны с трещинной пустотностью Φ, причем параметр A должен учитывать геометрию линейного или радиального потока. Параметр B характеризует нелинейную зависимость между расходом жидкости и перепадом давления ΔP. Из анализа этого параметра в различных экспериментальных и теоретических работах [10, 12] следует, что он меньше зависит от геометрии потока и больше — от физических характеристик флюидов (вязкости μ, плотности ρ) и породы (пустотности или пористости Φ и проницаемости K). Зависимость параметра B от пористости Φ и про-

ницаемости K определяется коэффициентом турбулентности β. Ниже приводятся наиболее поздние, фигурирующие в литературе [11, 12] зависимости:

$$\beta = 13{,}65 \cdot 10^{10}/(10^{-3}K)^{1{,}34} \tag{6.42}$$

и

$$\beta = 7{,}22 \cdot 10^{10}/(10^{-3}K)^{1{,}19}, \tag{6.43}$$

где β—в 1/м; K — в мкм^2.

С учетом пустотности (пористости) [11]

$$\beta = 7{,}22 \cdot 10^{9}/(10^{-3}K\Phi)^{1{,}085}, \tag{6.44}$$

где Φ — в долях единицы.

Справедливость этих уравнений спорна, так как экспериментальные результаты были получены при высоких значениях пористости (пустотности) и малых значениях проницаемости, в то время как для трещиноватых пород характерны очень малые значения пустотности и очень большие значения проницаемости. Однако с большой долей осторожности в качестве ориентировочных зависимостей эти уравнения могут быть использованы для оценки проницаемости. В общем случае уравнения (6.42) и (6.43) могут быть рекомендованы для моделирования отдельной трещины, а уравнение (6.44) — для моделирования системы трещин.

б. Число Рейнольдса

Для разграничения ламинарного и турбулентного течений в отдельных трещинах весьма хорошие результаты дает использование выражения (6.28) при критическом числе Рейнольдса, приблизительно равном 600. Если же рассматривается течение в трещиноватом пласте, то можно по аналогии с пористой средой воспользоваться уравнением в общем виде, например уравнением (6.40), выражающим число Рейнольдса в зависимости от следующих параметров:

$$\mathrm{Re} = f(\beta, \rho, v, K/\mu).$$

Эти уравнения, определяющие число Рейнольдса, были получены путем обработки экспериментальных данных. В 1953 г. Щелкачевым [13] было опубликовано уравнение, учитывающее пористость:

$$\mathrm{Re} = \left(\frac{10}{\Phi^{2{,}3}}\right)\left(\frac{v\sqrt{K}}{\mu}\right)\rho, \tag{6.45}$$

где v — в см/с; K — в см^2; ρ — в дин·с^2/см^4; μ — в дин·с/см^2; Φ— в долях единицы. В этом случае критическое число Рейнольдса $\mathrm{Re}_{кр} \approx 1$. Выведенное позже Гарстмом [10] уравнение определяет число Рейнольдса как

$$\mathrm{Re} = \left[\frac{(5\cdot 10^{-3})}{\Phi^{5,5}}\right]\left(\frac{v\sqrt{K}}{\mu}\right)\rho, \tag{6.46}$$

а

$$\mathrm{Re}_{кр} = \frac{(5\cdot 10^{-3}\rho v\sqrt{K})}{(\mu\Phi^{5,5})} = 20. \tag{6.47}$$

В случае сложной системы трещин при наличии данных исследования скважин можно рассчитать критический расход жидкости и критическую скорость, когда зависимость Q от ΔP становится уже нелинейной. Критическая скорость определяется по критическому расходу жидкости, а значение проницаемости пласта находится из уравнения (6.47).

6.2. Стационарное течение однородных жидкостей через систему трещин к скважине

Из промыслового опыта известно, что при эксплуатации скважин, вскрывших трещиноватые пласты, достигаются очень высокие дебиты (до 5000—8000 м^3/сут) при весьма незначительных перепадах давления. Дебиты или коэффициенты продуктивности непосредственно зависят от наличия или отсутствия трещин, от их размеров и распределения. Данные исследования скважин на приток в условиях установившегося режима при правильной их обработке позволяют характеризовать систему трещин.

С целью упрощения предлагаются модели трещиноватых систем, основанные на правильных геометрических построениях. Все модели в идеале образуются группой однородных матричных блоков, разделенных трещинами, которые обусловливают небольшое сопротивление трения течению жидкости по сравнению с сопротивлением трения при фильтрации в пористой среде. Если матричные блоки настолько малопроницаемы, что подвижная жидкость сосредоточена только в сети трещин, течение к скважине будет определяться законами течения через непористую трещиноватую породу. Однако те же самые динамические условия имеют место и при высокой пористости матрицы, содержащей подвижную жидкость, во всяком случае, когда течение в системе стабилизируется и скорость вытекания жидкости из матрицы (питающей трещины) становится квазистационарной.

Следовательно, можно утверждать, что в системе с двойной пустотностью при стабилизированном течении процесс фильтрации жидкости к скважине происходит фактически только через систему трещин, тогда как течение от каждого матричного блока сводится к стационарной подаче жидкости в окружающие трещины.

6.2.1. Моделирование трещиноватой системы

Трещинно-матричный блок обычно моделируется по упрощенным геометрическим схемам. Классические схемы основаны на исполь-

зовании чередующихся по вертикали пропластков (блоков) матрицы, разделенных горизонтальными трещинами, или прямоугольной системы матричных блоков, аналогичных тем, которые использовались в моделях, параметры которых приведены в табл. 4.6.

6.2.1.1. Упрощенные модели с использованием прямоугольных матричных блоков

Упрощенная модель трещиноватого пласта предполагает систему прямоугольных непрерывных однородных трещин, ориентированных таким образом, что каждая трещина размещается по направлению одной из основных осей декартовой системы координат. При равной ширине трещин каждого направления и равномерном их размещении модель будет соответствовать изотропной системе. Однако, если вдоль каждой оси геометрические размеры блоков будут разными, это уже будет моделирование определенной степени анизотропии. Модель, схематизированная таким образом, определяется размерами блоков, их ориентацией и распределением. По результатам изучения кернов и выхода пород на поверхность, а также гидродинамических исследований скважин можно рассчитать такие характеристики, как проницаемость и пустотность матрицы и системы трещин и др., по которым составляются корреляционные зависимости для построения различных упрощенных моделей трещиноватой системы.

а. Эквивалентная длина прямоугольных блоков

Если размеры блока по осям x, y, z соответствуют a_x, a_y и a_z (рис. 6.4), то эквивалентная длина блока l может быть рассчитана из соотношения поверхность — объем для n комбинаций трещин:

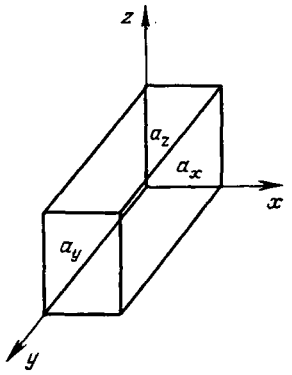


Рис. 6.4. Прямоугольный блок с плоскими трещинами, ориентированными в системе осей x, y, z

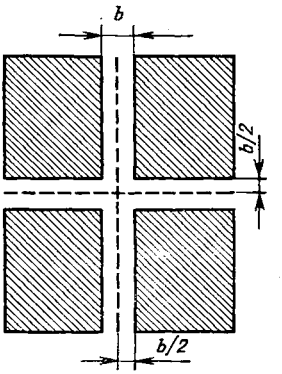


Рис. 6.5. Поперечный разрез через смежные матричные блоки

$$l = \frac{3a_x,\ a_y,\ a_z}{a_x\ a_y + a_x\ a_z + a_y\ a_z} \quad \text{при } n = 3;$$

$$l = \frac{2a_x\ a_y}{a_x + a_y} \quad \text{при } n = 2; \tag{6.48}$$

$$l = a_x \quad \text{при } n = 1.$$

б. Эквивалентная пустотность схематизированной модели

Если блок окружают трещины с раскрытостью b, то только половина этой величины, т. е. $b/2$, относится к соответствующему блоку (рис. 6.5). Следовательно, пустотность прямоугольного блока равна

$$\Phi_{тр} = \frac{v_{тр}}{v_{бл}} = \frac{b_x}{a_x} + \frac{b_y}{a_y} + \frac{b_z}{a_z}. \tag{6.49}$$

Если $b_x = b_y = b_z = b$, то

$$\Phi_{тр} = b\left[\frac{1}{a_x} + \frac{1}{a_y} + \frac{1}{a_z}\right] = \frac{b}{l}, \tag{6.50}$$

и если $a_x = a_y = a_z = a$ (в случае куба), то

$$\Phi_{тр} = 3b/a. \tag{6.51}$$

в. Проницаемость трещин $K_{тр}$ схематизированной модели

Как отмечалось в гл. 4, для отдельной трещины раскрытостью b и протяженностью l расход жидкости выражается произведением площади поперечного сечения потока S и его скорости v:

$$q = Sv = b\,l\,\frac{b^2}{12\mu}\,\frac{\Delta P}{L}. \tag{6.52}$$

Сравнение этого выражения с уравнением Дарси

$$q = bl\,\frac{K_{тр}}{\mu}\,\frac{\Delta P}{L} \tag{6.53}$$

позволяет вывести зависимость между проницаемостью и гидравлическим сопротивлением трещины:

$$K'_{тр} = b^2/12, \tag{6.54}$$

где $K'_{тр}$ представляет собой истинную проницаемость трещины.

Для системы трещин (группы из n параллельных трещин) расход определяется по уравнению

$$q = Sv = nbl\,\frac{b^2}{12\mu}\,\frac{\Delta P}{L}, \tag{6.55}$$

которое при сравнении с уравнением Дарси

$$q = S\frac{K_{\text{тр.пл}}}{\mu}\frac{\Delta P}{\Delta L} \tag{6.56}$$

дает следующее выражение эквивалентной проницаемости (как уже отмечалось в уравнении (4.27) и вытекает из уравнения (2.3)):

$$SK_{\text{тр.пл}} = nbl\frac{b^2}{12} \tag{6.57}$$

или

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{nblb^2}{S\,12} = A_{\text{г.тр}}\frac{b^3}{12} = \Phi_{\text{тр}}\frac{b^2}{12}. \tag{6.58}$$

Другие зависимости для такого упрощенного моделирования приведены в табл. 4.1.

6.2.1.2. Основные параметры упрощенных моделей

Основные модели [14] изображены на рис. 4.20, а основные зависимости для них приведены в табл. 4.6. Прямые зависимости установлены между раскрытостью трещины b, интервалом между трещинами a, трещинной проницаемостью $K_{\text{тр.пл}}$ и трещинной пустотностью $\Phi_{\text{тр}}$.

Проницаемость $K_{\text{тр.пл}}$ можно найти по результатам исследований скважин. Поскольку параметр $A_{\text{г.тр}}$ часто определяется при обследовании керна и проведении каротажа, пустотность $\Phi_{\text{тр}}$ и раскрытость трещины b могут быть рассчитаны по уравнениям, представленным в табл. 6.1. Сами модели и направление течения показаны на рис. 6.6.

Например, при раскрытости трещины 0,1 мм в случае куба со сторонами 1 м из уравнений, представленных в табл. 4.6 и 6.1, получаются следующие значения пустотности и проницаемости для модели типа 6:

$$\Phi_{\text{тр}} = 3b/a = 3\cdot 10^{-4}/1 = 0{,}03\%;$$

$$K_{\text{тр.пл}} = b^2\Phi_{\text{тр}}/18 = (10^{-2})^2\cdot 3\cdot 10^{-4}/18 = 0{,}17\cdot 10^{-8}\ \text{см}^2 =$$

$$= 0{,}17\ \text{мкм}^2.$$

Использование упрощенных моделей, предложенных Рейсом [14], может привести к занижению пустотности, если она определяется по проницаемости, полученной по данным исследования скважин. Например, для случая ориентированного течения в системе трещин с неодинаковой раскрытостью эквивалентная проницаемость при последовательном соединении трещин определяется по величине среднего гармонического значения, на которую большое влияние оказывает величина наименьшей раскрытости трещин. Следовательно, пустотность, рассчитанная по этому значению, собственно говоря, не будет коррелироваться с истинной пустотностью. При использовании такой корреляции емкостная характеристика трещин будет занижена.

Таблица 6.1

Тип модели (см. рис. 6.6)	Скорость фильтрации	$A_{г.тр}$ $\Phi_{тр}$	$\Phi_{тр}$	a	$в$
1. Пластины	$v_x = 0$	$1/a$ b/a	$(12K_{тр.пл} A^2_{г.тр})^{0,33}$	$1/A_{г.тр}$	$(12K_{тр.пл}/\Phi_{тр})^{0,5}$
2. Кв. призмы	$v_y = 0$; $v_z = 0$	$1/a$ $2b/a$	$(96K_{тр.пл} A^2_{г.тр})^{0,33}$	$1/A_{г.тр}$	$(24K_{тр.пл}/\Phi_{тр})^{0,5}$
3. Кв. призмы	$v_x = 0$; $v_y = 0$	$2/a$ $2b/a$	$(48K_{тр.пл} A^2_{г.тр})^{0,33}$	$2/A_{г.тр}$	$(12K_{тр.пл}/\Phi_{тр})^{0,5}$
4. Кубы	$v_z = 0$; $v_y = 0$	$1/a$ $2b/a$	$(96K_{тр.пл} A^2_{г.тр})^{0,33}$	$1/A_{г.тр}$	$(12K_{тр.пл}/\Phi_{тр})^{0,5}$
5. Кубы	$v_x = 0$; $v_y = 0$	$2/a$ $2b/a$	$(48K_{тр.пл} A^2_{г.тр})^{0,33}$	$2/A_{г.тр}$	$(12K_{тр.пл}/\Phi_{тр})^{0,5}$
6. Кубы	$v_y = 0$	$2/a$ $3b/a$	$(162\,K_{тр.пл} A^2_{г.тр})^{0,33}$	$2/A_{г.тр}$	$(18K_{тр.пл}/\Phi_{тр})^{0,5}$

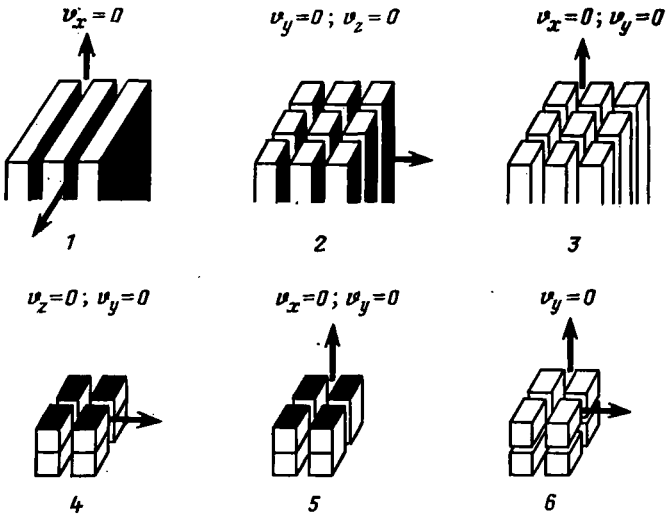


Рис. 6.6. Основные варианты упрощенных моделей *1—6* (см. табл. 6.1).
Стрелками показано направление фильтрации

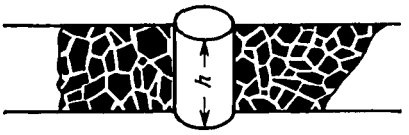


Рис. 6.7. Радиальное симметричное течение через сеть трещин, выражаемое по аналогии с течением через пористую среду.
h — продуктивная толщина

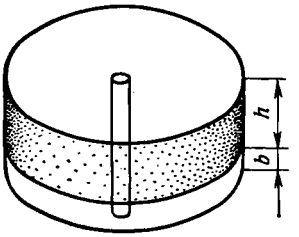


Рис. 6.8. Единичная трещина, моделирующая осесимметричное течение через систему трещин (модель Бейкера)
h — толщина слоя матрицы; b — раскрытость трещины

6.2.2. Моделирование радиального симметричного (осесимметричного) течения

Модель, схематизирующая течение флюида к скважине, предполагает радиальное симметричное течение в пласте от внешней границы зоны дренирования (боковая поверхность цилиндра $r_{др}$) к забою скважины (боковая поверхность соосного цилиндра $r_{скв}$).

6.2.2.1. Типы моделей

а. Модель Бейкера [*15*]

В этой модели реальный пласт, образованный непроницаемыми матричными блоками, разделенными сетью трещин (рис. 6.7), представлен одним матричным блоком и одной трещиной (рис. 6.8). Равнозначность модели и реального пласта обусловливается одинаковой проводимостью модели и реального пласта.

б. Модель Каземи [*16*]

В этой модели сеть трещин трещиноватого пласта (рис. 6.7) заменяется равномерно размещенными горизонтальными матричными слоями, пространство между которыми моделирует трещины (рис. 6.9).

в. Модель Уоррена—Рута [*17*]

Трещины в этом случае образуют непрерывную и равномерную сеть, ориентированную параллельно основному направлению проницаемости (рис. 6.10). Предполагается, что раскрытость трещин постоянна. В случае анизотропной сети трещин или изменения проницаемости в определенном направлении должна быть смоделирована анизотропия. Расстояние между трещинами, определяемое их

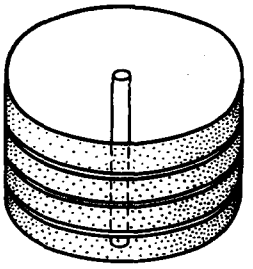


Рис. 6.9. Система параллельных трещин для моделирования осесимметричного течения через систему трещин (модель Каземи). Обозначения см. на рис. 6.8

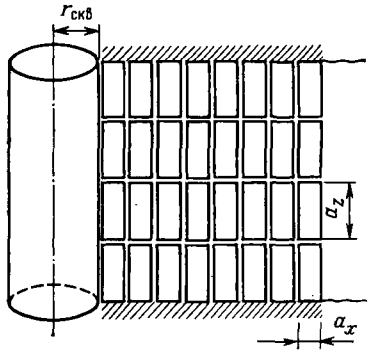


Рис. 6.10. Многоблоковая система для моделирования симметричного течения через систему трещин (модель Уоррена—Рута). a_z, a_x — размеры блоков; $r_{скв}$ — радиус скважины

густотой, непосредственно влияет на величину трещинной пустотности и проницаемости. Разрез, показанный на рис. 6.10, иллюстрирует модель, где блоками могут быть параллелепипеды, если $a_x \neq a_z$, или кубы, если $a_x = a_z$.

г. Модель де Сваана [18]

Эта модель аналогична модели Уоррена — Рута, только матричные блоки имеют форму не параллелепипедов, а сфер. Сферы укладываются в правильном прямоугольном пространстве. Объем трещин представлен пространством между сферами (рис. 6. 11), который далее коррелируется с значением пустотности.

6.2.2.2. Основные уравнения течения

Можно предположить, что течение жидкости к скважине по системе трещин при хаотичном их распределении (см. рис. 6.7) происходит аналогично течению в пористой среде. Сеть трещин, состоящая из сообщающихся между собой каналов, характеризуется пустотностью, определяющей емкостные свойства системы, и проницаемостью, эквивалентной гидропроводности системы.

Низкая пустотность и высокая проницаемость по аналогии с течением в пористой среде или по отдельным каналам будет обу-

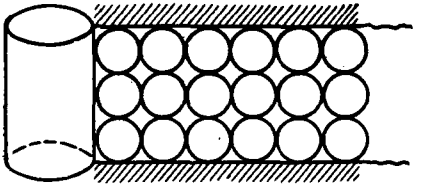


Рис. 6.11. Модель кубической упаковки сфер для моделирования симметричного течения через систему трещин (модель Сваана)

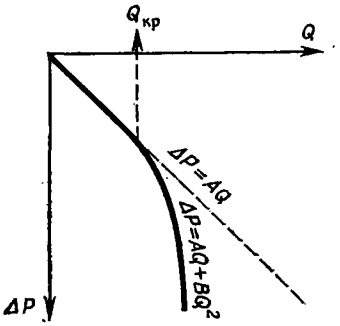


Рис. 6.12. Индикаторная кривая Q—$f(\Delta P)$, полученная методом установившихся отборов при осесимметричном течении в скважину

словливать линейную зависимость Q—ΔP при низких дебитах жидкости и нелинейную — при значительных. Остается справедливым классическое общее уравнение (6.41): $\Delta P = AQ + BQ^2$.

Индикаторная диаграмма (рис. 6.12) показывает, что ламинарное течение $\Delta P = AQ$ имеет место до момента достижения критического значения $Q_{кр}$. Если Q продолжает расти после достижения некоторой переходной зоны, то второй член в правой части уравнения (6.41) становится определяющим и течение почти полностью будет контролироваться законом турбулентного течения, выражаемым уравнением $\Delta P = BQ^2$.

6.2.2.3. Расчет основных параметров упрощенных моделей трещиноватого пласта

Если предположить, что сеть трещин характеризуется определенными значениями проницаемости K и пустотности Ф, то на основании уравнений (6.38) и (6.41) получим:

$$A = \frac{\mu_н B_н}{2\pi K_{тр.пл} h} (\ln r_{др}/r_{скв} \pm \Sigma S); \tag{6.59}$$

$$B = \beta \frac{\rho B_н}{4\pi^2 h^2} \left(\frac{1}{r_{скв}} - \frac{1}{r_{др}} \right). \tag{6.60}$$

Если при исследовании скважин дебиты Q и перепады давления ΔP замерены в условиях стационарного течения, то значения A и B могут быть получены из уравнения (6.41), если его переписать в виде

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + BQ, \tag{6.61}$$

и затем представлены графически (рис. 6.13). Прямолинейный участок полученного графика позволяет непосредственно определить значения параметра A, равного ординате при $Q=0$, и параметра B, равного углу наклона прямой линии.

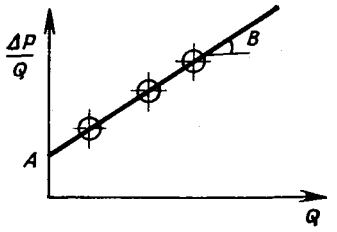


Рис. 6.13. Зависимость $\Delta P/Q = f(Q)$ для случая осесимметричного течения

а. Расчет $K_{\text{тр.пл}}$

Зная параметр A, можно рассчитать проницаемость, не учитывая при этом величину скин-эффекта ΣS:

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{6{,}28\, h} \cdot \frac{1}{A}. \qquad (6.62)$$

б. Расчет $\Phi_{\text{тр}} = f(A)$

Если плотность распределения (густота) трещин известна ($A_{\text{г.тр}} = L_{\text{г.тр}}$), то пустотность $\Phi_{\text{тр}}$ может быть выражена как функция коэффициента продуктивности $PI = 1/A$ на основании уравнения (6.59) и уравнений, приводимых для различных упрощенных моделей в пятой графе табл. 6.1. Ниже приводится корреляционная зависимость:

$$\Phi_{\text{тр}} = \sqrt[3]{PI \frac{B_{\text{н}} \mu_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{2\pi h} L_{\text{г.тр}}^2}. \qquad (6.63)$$

Для моделей, представленных на рис. 6.6, значения $L_{\text{г.тр}}$ и $A_{\text{г.тр}}$ приводятся в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Показатель	Варианты моделей на рис. 6.6					
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
$L_{\text{г.тр}}$, 1/см	$1/a$	$1/a$	$2/a$	$1/a$	$2/a$	$2/a$
A, 1/см^2	0,12	0,96	0,48	0,96	0,48	1,62

в. Расчет коэффициента турбулентности β

Коэффициент турбулентности находят непосредственно из уравнения (6.40). Если уравнения (6.42), (6.43) и (6.44) справедливы, то, определив значение параметра B из рис. 6.13, можно проверить правильность полученной величины $K_{\text{тр.пл}}$.

г. Расчет раскрытости трещины b

Для выбранной модели схематизации раскрытость трещины может быть оценена по табл. 6.1 (графа 7).

6.2.3. Практическое применение моделирования

6.2.3.1. Моделирование отдельной трещины (модель Бейкера)

а. Методика экспериментов

Цель экспериментов Бейкера заключалась в нахождении зависимости Q от ΔP для случая радиального симметричного течения в отдельной трещине. Модель, которую он использовал (рис. 6.14), представляет собой монолитный бетонный блок диаметром 3 м, который можно поднимать на разную высоту относительно дна бетонного бассейна и тем самым изменять раскрытость трещины. Центральная скважина радиусом $r_{скв}=0{,}075$ м подсоединялась к центробежному насосу, обеспечивая приток (через одну трещину) воды из бассейна, в котором уровень воды в процессе исследования поддерживался постоянным. Исследуемые дебиты изменялись от 160 до 3520 м^3/сут при изменении раскрытости трещины от 0,125 до 1,0 см. Результаты замеров перепадов давления и дебитов жидкости при установившемся течении представлены на графике рис. 6.15.

Аналитические зависимости, полученные Бейкером, можно выразить в виде

$$A = \frac{6\mu_н B_н}{\pi b^3} \ln r_{др}/r_{скв}; \qquad (6.64)$$

$$B = \frac{\rho_н B_н}{4\pi^2 b^2 r_{скв}} \left[\frac{1}{1{,}66\, r_{скв}} - \frac{\xi}{b} + \frac{1}{2r_{скв}}\right], \qquad (6.65)$$

Эти выражения аналогичны выражениям (6.59) и (6.60).

Бейкер установил также зависимость между проницаемостью K в мкм^2, соответствующей проницаемости пласта с межзерновой пустотностью, раскрытостью трещины b в см и толщиной h в м продуктивного пласта:

$$h = 83{,}6 \cdot 10^3 \frac{b^3}{K}.$$

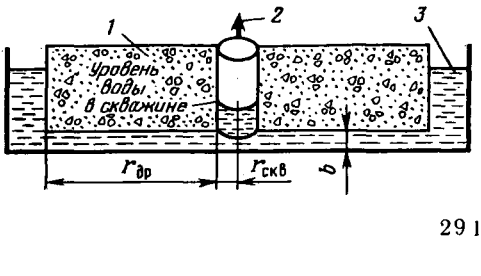


Рис. 6.14. Схема эксперимента на модели Бейкера.
1 — бетонный блок; *2* — насос; *3* — вода; радиусы: $r_{др}$ — внешнего цилиндра (зоны дренирования), $r_{скв}$ — скважины; b — раскрытость трещины

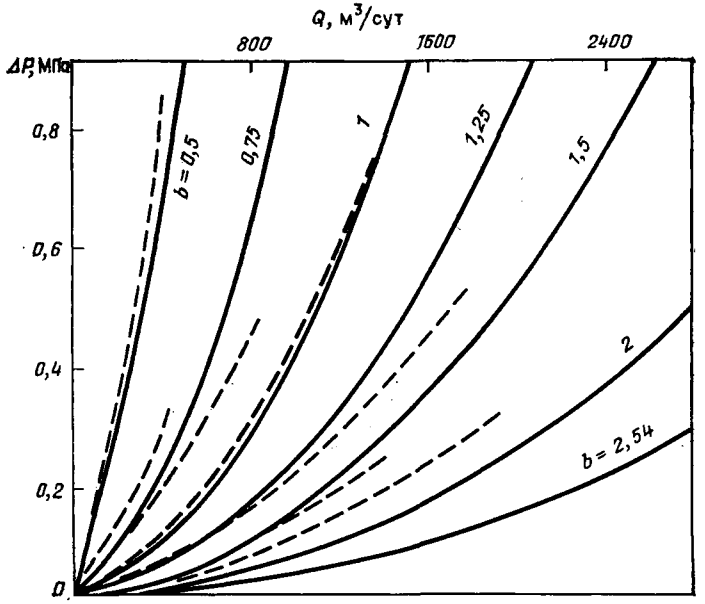


Рис. 6.15. Зависимость Q—ΔP для различных значений раскрытости трещин, полученная в результате эксперимента на модели Бейкера.
b — раскрытость трещин, мм

При $b=0{,}01$ см, $K=0{,}1$ мкм^2 эквивалентная толщина продуктивного пласта составляет 0,84 м (если используются результаты экспериментов на модели Бейкера).

б. Результаты экспериментов Бейкера

Из результатов, полученных в экспериментах на модели Бейкера (рис. 6.15), следует, что зависимость Q от ΔP будет линейной при малых дебитах и нелинейной при значительных дебитах. Линейная зависимость, как и предполагалось, сохраняется даже при высоких значениях Q, если раскрытость трещины достаточно велика. Экспериментами Бейкера была подтверждена возможность использования уравнений, описывающих процесс течения в пористой среде, для этого же процесса в трещиноватых пластах.

в. Сопоставление результатов эксперимента с аналитическими оценками

В качестве экспериментальных данных использованы дебиты и перепады давления, наблюдаемые (из экспериментов Бейкера) при раскрытости трещины $b=1$ см (рис. 6.15).

1. Замеренные значения Q в зависимости от ΔP (см. рис. 6.15) преобразуются в зависимость $\Delta P/Q$ от Q, как показано на рис. 6.16.

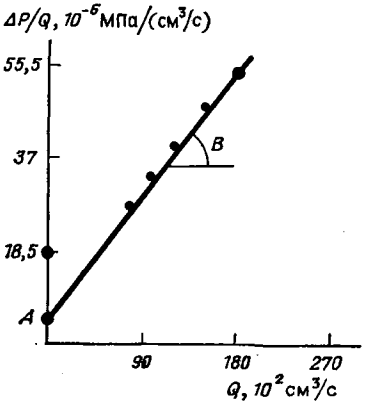


Рис. 6.16. Кривая зависимости $\Delta P/Q - Q$

2. На основании уравнения $\Delta P/Q = A + BQ$ и диаграммы на рис. 6.16 получаем:

$$A = 5{,}53 \cdot 10^{-5} \text{ МПа/(см}^3\text{/с)};$$

$$B = 2{,}92 \cdot 10^{-9} \text{ МПа/(см}^3\text{/с)}^2.$$

3. Параметр A. Адаптация экспериментальных и теоретических данных. Уравнение (6.59) в случае $K_{\text{тр.пл}} = b^2/12$ и $h = b$ примет вид

$$A = 6\frac{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}}}{\pi b^3}\left(\ln\frac{r_{\text{др}}}{r_{\text{скв}}} \pm \Sigma S\right),$$

что показывает явную аналогию между уравнением Бейкера для трещиноватых пластов и уравнением для пористой среды.

Без учета скин-эффекта ΣS на основании данных экспериментов Бейкера: $b = 1$ см, $r_{\text{скв}} = 0{,}076$ м, $r_{\text{др}} = 1{,}524$ м, $\mu_{\text{в}} \approx 1$ Па·с, $B_{\text{в}} = 1$ получим

$$A = 6\frac{\mu_{\text{в}} B_{\text{в}}}{\pi b^3}\ln\frac{r_{\text{др}}}{r_{\text{скв}}} \approx 5{,}5 \cdot 10^{-5} \text{ МПа/(см}^3\text{/с)}.$$

То же значение было получено по экспериментальным результатам на рис. 6.16, что свидетельствует о хорошем совпадении данных теоретических расчетов и экспериментальных результатов.

4. Параметр B. Адаптация экспериментальных и теоретических данных. Уравнение (6.60) при $h = b$ принимает вид

$$B = \beta\frac{\rho_{\text{в}} B_{\text{в}}}{4\pi^2 b^2}\left(\frac{1}{r_{\text{скв}}} - \frac{1}{r_{\text{др}}}\right).$$

Подставив в это уравнение $\rho_{\text{в}} = 1$ г/см^3, $B_{\text{в}} = 1$, $b = 1$ см, $r_{\text{скв}} = 7{,}62$ см, $r_{\text{др}} = 152{,}4$ см, получим

$$B = \beta \cdot 3{,}10 \cdot 10^{-8}, \text{ МПа/(см}^3\text{/с)}^2.$$

Коэффициент турбулентности может быть рассчитан непосредственно по уравнениям (6.42) и (6.43) и результаты усреднены. Так как оба уравнения являются функциями проницаемости, параметр K рассчитывается по уравнению (6.54):

$$K'_{\text{тр}} = 10^{11}\frac{b^2}{12} = 10^{11}\frac{0{,}1^2}{12} = 8{,}4 \cdot 10^4 \text{ мкм}^2.$$

Далее из уравнения (6.42)

$$\beta_1 = 3{,}24 \cdot 10^{-2} \text{ 1/см};$$

из уравнения (6.43)

$$\beta_2 = 0{,}265 \text{ 1/см}.$$

Тогда

$B_1 = 10^{-9}$ МПа/(см^3/с)^2;

$B_2 = 8{,}2 \cdot 10^{-9}$ МПа/(см^3/с)^2;

$B = (B_1 + B_2)/2 = 4{,}6 \cdot 10^{-9}$ МПа/(см^3/с).

Сравнивая среднее теоретическое значение $B = 4{,}6 \cdot 10^{-9}$ МПа/(см^3/с)^2 с полученным экспериментально значением $B = 2{,}92 \times 10^{-9}$ МПа/(см^3/с)^2, можно говорить о достаточно хорошем их совпадении.

5. Критическое число Рейнольдса $\mathrm{Re}_{кр}$. Критическое число Рейнольдса, выражаемое уравнением (6.28), является функцией критической скорости $v_{кр}$:

$$\mathrm{Re}_{кр} = \rho v_{кр} 2b/\mu.$$

При фильтрации воды плотностью $\rho_в = 1$ г/см^3 и вязкостью $\mu = 1$ мПа·с при $b = 0{,}101$ см

$$\mathrm{Re}_{кр} = 20 v_{кр},$$

где $v_{кр}$ — в см/с.

Критическая скорость рассчитывается по величине максимального расхода Q_{max}, деленной на площадь фильтрации (боковой поверхности скважины $2\pi r_{скв} b$ или $2\pi r_{ср} b$ в середине модели). На основании рис. 6.15 при $b = 0{,}101$ см $Q_{max} \approx 1837$ см^3/с (или 159 м^3/сут). То же следует из условия $\Phi_{max} = A/B$.

Тогда при $r_{ср} = 75$ см*

$$v_{кр} = \frac{Q_{max}}{2\pi r_{скв} b} = 1837/(6{,}28 \cdot 75 \cdot 0{,}101) \approx 30 \text{ см/с}$$

и, следовательно,

$$\mathrm{Re}_{кр} = 20 v_{кр} = 20 \cdot 30 = 600.$$

Таким образом, можно сделать следующие выводы. Адаптация взаимосвязи теоретических и экспериментальных результатов определения параметров A, B и $\mathrm{Re}_{кр}$ подтверждает справедливость выдвинутого предположения о том, что стандартное уравнение фильтрации в пористой среде может быть использовано при решении задачи радиального течения в отдельной трещине.

Рассмотренная выше задача ограничивалась случаем радиального течения в трещине, без учета толщины пласта (матрицы). Таким образом, результаты относятся к истинной проницаемости $K_{тр}$ и раскрытости трещины $b = h$.

Если задача решается с точки зрения трещинной пустотности $\Phi_{гр}$, проницаемость $K_{тр.ид}$ может быть отнесена к суммарной тол-

---

* В данном случае взят средний радиус модели, так как при $r_{скв}$ в трещине не будет наблюдаться турбулентности. — *Прим. Ред.*

щине продуктивного пласта, включающего трещины и матрицу. На основании уравнения (6.58):

$$K_{\text{тр.пл}} = A_{\text{г.тр}}(b^3/12) = \Phi_{\text{тр}}(b^2/12) = b^3/12h,$$

что следует также из уравнения (6.66).

Если в данном примере густота трещин $A_{\text{г.тр}} = 1/\text{м}$, т. е. 1/100 см, то

$$K_{\text{тр.пл}} = 0{,}101^3/(12 \cdot 100) \approx 8{,}4 \cdot 10^{-7} \text{ см}^2 = 84 \text{ мкм}^2.$$

6.2.3.2. Моделирование сети трещин

Задача моделирования геометрически неправильной сети трещин может быть решена по прямой с пористой средой или с помощью эмпирических уравнений, полученных из промысловых экспериментов.

а. Общая методика

Методика основана на использовании зависимости Q от ΔP, полученной по данным испытаний пласта, проводившихся на различных режимах при установившемся течении, и определенной густоты трещин $A_{\text{г.тр}}$, следующей из результатов изучения трещиноватости или заданной модели. Порядок исследований представлен на рис. 6.17, где видна последовательность расчетов коэффициента продуктивности PI и коэффициента турбулентности β по параметрам A и B, приведенным на индикаторной диаграмме рис. 6.12. Величина K, полученная по параметру A из уравнения (6.62), сопоставляется с величиной K, определенной по параметру B из уравнений (6.42) — (6.44). В результате расчетов находятся пустотность $\Phi_{\text{тр}}$ и проницаемость $K_{\text{тр}}$, которым для данной модели (см. рис. 6.6) соответствуют определенные значения $A_{\text{г.тр}}$, a и b (см. табл. 6.1). Система трещин, таким образом, представлена упрощенной схематизированной моделью.

б. Пример расчета

Задача № 1. Скважина исследовалась в условиях установившегося течения при разных дебитах Q и депрессиях $\Delta P = P_{\text{др}} - P_{\text{скв}}$.

Результаты исследований для четырех режимов:

	Замеренные данные		Расчет
Замер	Q, м³/сут	ΔP, МПа	$\Delta P/Q$, МПа/(м³/сут)
1	535	1,246	0,0023
2	1125	4,109	0,0036
3	1420	6,118	0,0043
4	1690	8,610	0,0051

Имеются следующие данные: $\mu_{\text{н}} = 0{,}7$ мПа·с; $B_{\text{н}} = 1{,}32$; $\rho_{\text{н}} = 0{,}8$; $h = 160$ м; $r_{\text{скв}} = 10$ см; $r_{\text{др}} = 500$ м.

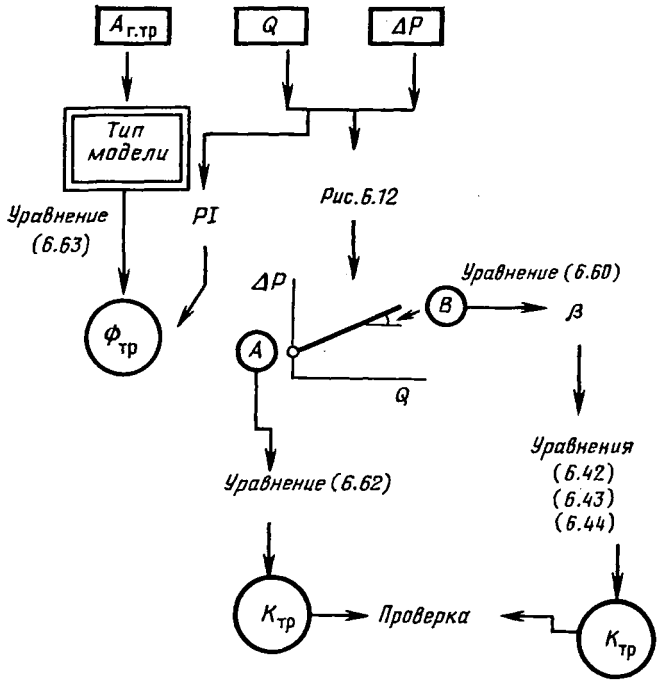


Рис. 6.17. Пример последовательности расчета параметров по данным о притоке жидкостей

Необходимо оценить пустотность, проницаемость и раскрытость трещины, задаваясь вначале моделью Каземи, затем Уоррена — Рута, зная, что $a = 1/L_{г.тр} = 100$ см.

Решение осуществляется следующим образом.

1. Определение основных соотношений. На основании данных исследования скважин строится диаграмма (рис. 6.18), на которой представляются замеренные значения ΔP в зависимости от Q и рассчитанные значения отношения $\Delta P/Q$ в зависимости от Q. Экстраполируя график зависимости $\Delta P/Q - Q$, получим:

$$A = 1/PI \approx 8{,}16 \cdot 10^{-5} \text{ МПа/(см}^3\text{/с)}$$

и по углу наклона прямой линии

$$B = 1{,}77 \cdot 10^{-8} \text{ МПа/(см}^3\text{/с)}^2.$$

На основании определения параметра A как величины, обратной коэффициенту продуктивности, при отсутствии турбулентности (т. е. при сокращении линейного закона):

$$PI = 1/A = 1/8{,}16 \cdot 10^{-5} \approx 12000 \text{ (см}^3\text{/с)/МПа}.$$

По уравнению (6.41) общее уравнение течения имеет вид

$$\Delta P = 8{,}16 \cdot 10^{-5}\ Q + 1{,}77 \cdot 10^{-8}\ Q^2.$$

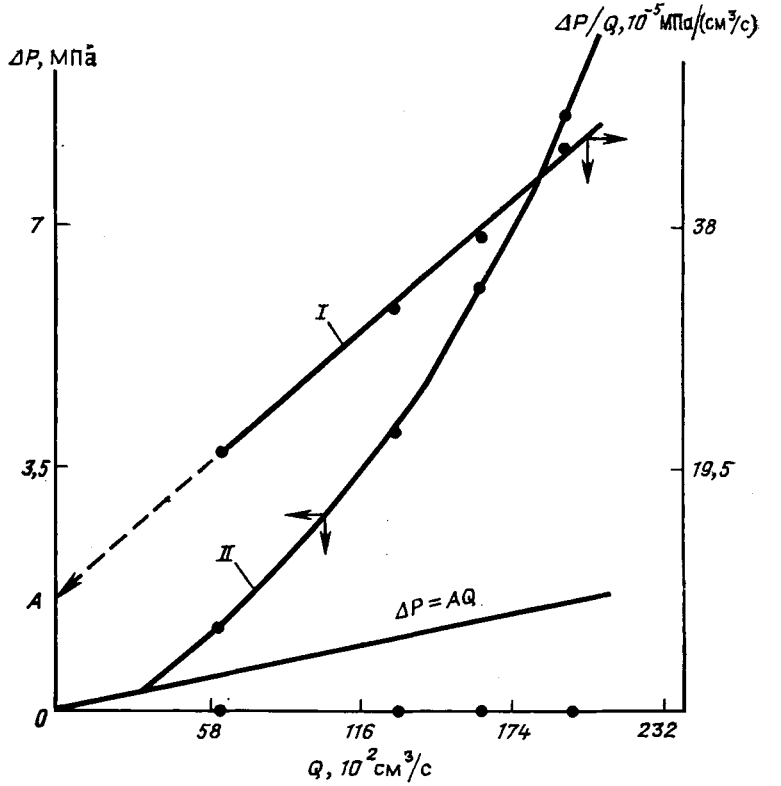


Рис. 6.18. Кривые зависимостей $\Delta P/Q$—Q (*I*) и ΔP—Q (*II*), построенные по результатам дебитометрии

Расчет проницаемости ведется по уравнению (6.59):

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}} (\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}})}{2\pi h A} \approx 0{,}0937 \text{ мкм}^2.$$

Коэффициент турбулентности β определяется из уравнения (6.60):

$$\beta = \frac{4\pi^2 h^2 r_{\text{скв}} B}{\rho_{\text{н}} B_{\text{н}}}$$

или

$$\beta = 1{,}75 \cdot 10^{10} \text{ 1/см} = 1{,}75 \cdot 10^{12}, \text{ 1/м}.$$

2. Вариант использования модели Каземи [16]. Для модели, приведенной на рис. 6.9, зависимость между различными параметрами соответствует зависимости варианта *1* на рис. 6.6 и в табл. 4.6 и 6.1.

Пустотность. Из табл. 6.1 $\Phi = (12 K_{\text{тр.пл}} A^2_{\text{г.тр}})^{0,33} = (12 \cdot 0{,}0937 \times \times 10^{-8} \cdot 10^{-4})^{0,33} = 0{,}04 \cdot 10^{-4} = 0{,}0104\%$.

Аналогичный результат получен при использовании уравнения (6.63), где $PI = 12000$ см^3/с МПа, $a = 1/L_{\text{г.тр}} = 100$ см, $A = 0{,}12$ 1/см^2 (см. табл. 6.2).

Проницаемость $K_{\text{тр.пл}}$ как функция β и $\Phi_{\text{тр}}$ рассчитывается по уравнению (6.44):

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{10^{-3}}{\Phi_{\text{тр.факт}}} \left(\frac{7{,}22 \cdot 10^7}{\beta} \right)^{1/1{,}085} = 0{,}061 \text{ мкм}^2.$$

Величины $K_{\text{тр.пл}}$, определенные по параметрам B и A, различаются незначительно. Если разница между ними существенная, то это может свидетельствовать о влиянии скин-эффекта, которым пренебрегли в уравнении (6.62).

Истинная проницаемость трещины $K_{\text{тр}}'$ рассчитывается как функция $K_{\text{тр.пл}}$ и $\Phi_{\text{тр}}$:

$$K'_{\text{тр}} = K_{\text{тр.пл}}/\Phi_{\text{тр}} = 0{,}0937/1{,}04 \cdot 10^{-4} = 900 \text{ мкм}^2.$$

Раскрытость трещины b находится из табл. 6.1 для модели *1* по величине $K_{\text{тр.пл}}$, рассчитанной по параметру A:

$$b = (12 K_{\text{тр.пл}}/\Phi_{\text{тр}})^{0,5} = (12 \cdot 0{,}0937 \cdot 10^{-8})^{0,5} = 1{,}04 \cdot 10^{-2} \text{ см}.$$

Число Рейнольдса

Линейное течение наблюдается до критического значения дебита $Q \approx 3680$ см^3/с. Критическая скорость в отдельной трещине при радиусе скважины $r_{\text{скв}}$ равна

$$v_{\text{кр}} = \frac{Q_{\text{кр}} B_{\text{н}}}{6{,}28 \cdot r_{\text{скв}} n b} = \frac{3680 \cdot 1{,}32}{6{,}28 \cdot 10 \cdot 160 \cdot 1{,}04 \cdot 10^{-2}} = 46{,}5 \text{ см/с},$$

где $n = hL_{\text{г.тр}} = 16\,000 \cdot 10^{-2} = 160$.

Из уравнения (6.28)

$$\text{Re}_{\text{кр}} = \rho\, 2 b v_{\text{кр}}/\mu = (0{,}8 \cdot 2 \cdot 0{,}0224 \cdot 46{,}5)/(0.7 \cdot 10^{-2}) = 238.$$

3. Вариант использования модели Уоррена — Рута [17]. Пустотность рассчитывается следующим образом. Из модели *6* в табл. 6.1 следует:

$$\Phi_{\text{тр}} = (162 K_{\text{тр.пл}} A^2_{\text{г.тр}})^{0,33} = (162 \cdot 0{,}0937 \cdot 10^{-8})^{0,333}.$$

Так как $A_{\text{г.тр}} = (2/a)^2$, то

$$\Phi_{\text{тр}} = 3{,}92 \cdot 10^{-4} = 0{,}0392\%.$$

Из уравнения (6.63) и табл. 6.2

$$\Phi_{\text{тр}} = \left(PI \frac{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{2\pi h} A_{\text{г.тр}} L_{\text{г.тр}} \right)^{0,33}$$

или

$$\Phi_{\text{тр}} = 12000 \frac{0{,}7 \cdot 1{,}32 \cdot 8{,}51}{6{,}28 \cdot 16000} \frac{4}{10^4} 1{,}62 \Big)^{0,33} = 3{,}92 \cdot 10^{-2}\%.$$

Истинная проницаемость трещины $K_{тр}'$ определяется как функция $K_{тр.пл}$ и $\Phi_{тр}$:

$$K_{тр}' = K_{тр.пл}/\Phi_{тр} = 0{,}0937/3{,}92 \cdot 10^{-4} = 239 \text{ мкм}^2.$$

Раскрытость трещины b определяется по табл. 6.1 для модели *6*:

$$b = (18K_{тр.пл} / \Phi_{тр})^{0,5} = (18 \cdot 0{,}0937 \cdot 10^{-8} / 3{,}92 \cdot 10^{-4})^{0,5} =$$
$$= 6{,}54 \cdot 10^{-3} \text{ см}.$$

6.2.3.3. Использование эмпирического уравнения

На основании опыта по исследованию скважин на иранских месторождениях [13] была установлена возможность использования основного закона течения $\Delta P = AQ + BQ^2$ для трещиноватых пластов.

Константы A и B выражаются следующим образом:

$$A = 0{,}025 \frac{\mu_н B_н}{b_A^3} \log r_{др}/r_0, \text{ МПа/(см}^3\text{/с)} \qquad (6.67)$$

и

$$B = 0{,}015 \frac{\rho_н B_н^2}{r_{скв}^2 b_B} \left(1 + \frac{0{,}083}{b_B}\right), \qquad (6.68)$$

где $\rho_н$ — в ч·с^2/см^4; $r_{скв}$, b_B — в см.

Предел линейного течения определяется при радиусе r_0:

$$r_0 = 0{,}045 \frac{\rho_н Q B_н}{\mu_н},$$

где r_0 — в см, μ — мПа·с.

Методика расчета остается такой же: исходя из модели Бейкера, по данным исследования скважин на приток оцениваются параметры A и B и затем по уравнениям (6.67) и (6.68) рассчитывается эквивалентная величина раскрытости трещин b_A и b_B. Эти уравнения в принципе эквивалентны уравнениям (6.64) и (6.65) в примерах Бейкера.

Эмпирически было показано, что скин-эффект с хорошим приближением может быть рассчитан по уравнению

$$\Delta P_{скин} \approx 2BQ^2. \qquad (6.69)$$

Уравнение (6.69) непригодно в том случае, если расчеты производятся по данным исследования скважин, проведенного как это обычно и бывает, после стимулирующих обработок призабойной зоны. Также из промыслового опыта предполагается, что линейное падение давления $\Delta P = AQ$ имеет место главным образом в зоне с радиусом r_0 больше 10 м.

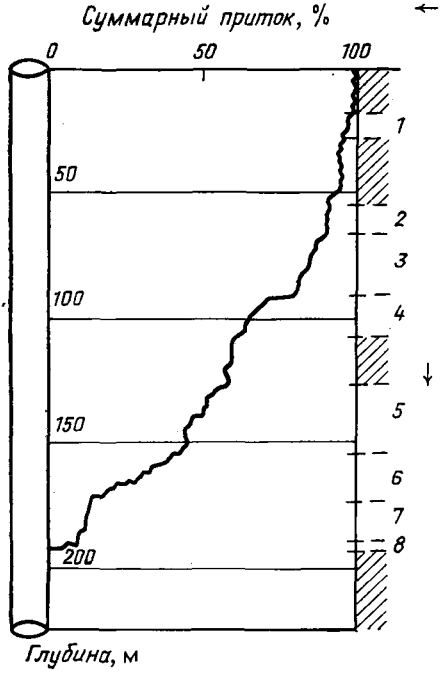
6.2.3.4. Расчет водяных и газовых конусов [19, 20, 21]

Явление конусообразования исследовалось Маскетом для пласта с пустотным пространством, образованным межзерновыми порами, в котором течение подчиняется закону Дарси.

Общие положения о формировании и развитии конусов будут справедливыми и для трещиноватого пласта, однако их необходимо уточнить в соответствии со специфическими условиями течения в трещинах. Основные уравнения остаются почти теми же самыми независимо от наличия или отсутствия мелких, ограниченно распространенных вертикальных трещин в водо- или газонасыщенной частях залежи, если в нефте- и водонасыщенной зонах или в нефтенасыщенной зоне и в зоне газовой шапки существует непрерывная система трещин.

а. Упрощенный метод

Из опыта разработки трещиноватых пластов в Иране [17] следует, что фильтрация жидкости к скважине происходит по системе трещин и редко по одной трещине. Дебитометрирование, проведенное в открытом стволе, свидетельствует о том, что распределение трещин по стволу оказывается довольно равномерным (рис. 6.19), хотя и существуют зоны обильных (зоны *3, 4, 5, 8*) и слабых притоков (зоны *1, 2, 7*). Трещиноватая зона, как в открытом стволе так и в обсаженной или перфорированной скважине, будет иметь опре-

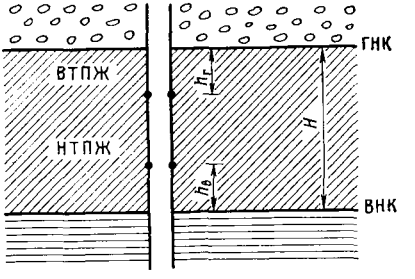


← Рис. 6.19. Распределение притока жидкости в открытом стволе скважины по интервалам *1—8*.

Приток в зонах, %: *1* — 4; *2* — 3; *3* — 12; *4* — 11; *5* — 28; *6* — 26; *7* — 4; *8* — 17

Рис. 6.20. Схема расположения водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов относительно ВТПЖ и НТПЖ.

Высота конусов: $h_г$ — газового, $h_в$ — водяного; H — высота залежи



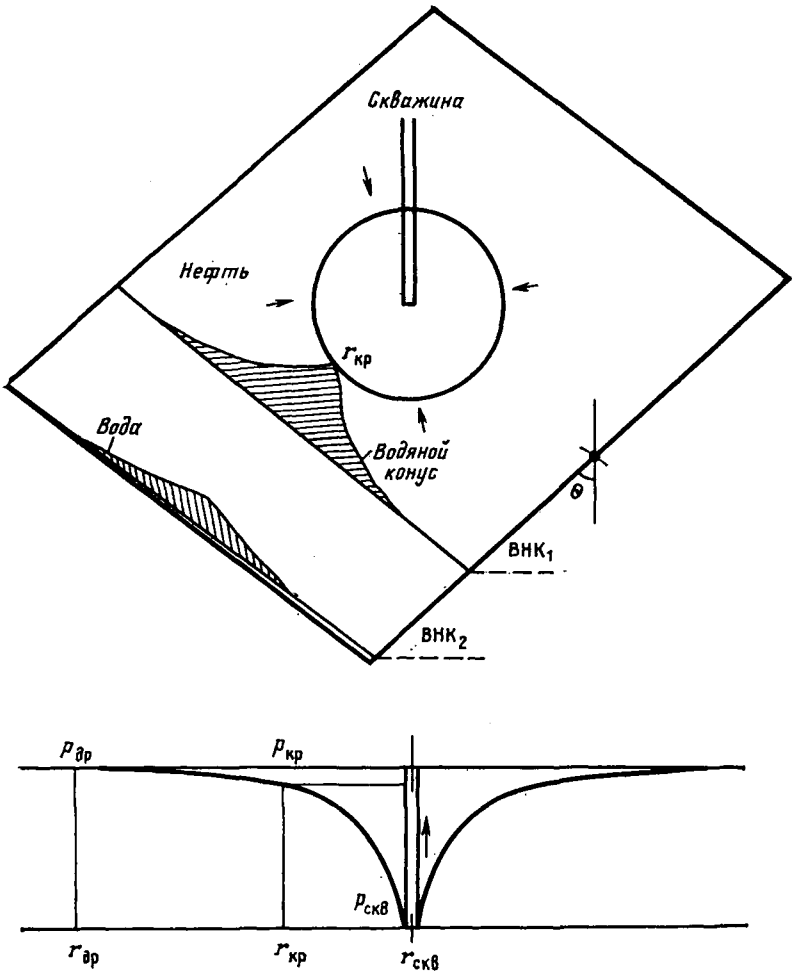


Рис. 6.21. Схема образования водяного конуса у подвижного ВНК.
Давления: $P_{др}$ — на контуре питания (границе зоны дренирования), $P_{кр}$ — критическое, $P_{скв}$ — в скважине; радиусы: $r_{др}$ — зоны дренирования, $r_{кр}$ — критический, $r_{скв}$ — скважины

деленную продуктивную часть, ограниченную верхней и нижней границами, которым на рис. 6.20 соответствуют ВТПЖ — верхняя точка притока жидкости, НТПЖ — нижняя.

Взаимное расположение ВТПЖ и НТПЖ и их положение относительно ГНК и ВНК в трещиноватом пласте определяется интервалами $h_г$ и $h_в$, которые равны потенциальной высоте соответственно газового и водяного конусов.

Если допустить, что фильтрация жидкости в системе трещин аналогична фильтрации в среде с межзерновым поровым пространством, то распределение давления будет подчиняться логарифми-

ческому закону, и, следовательно, вокруг скважины будет выделяться критическая зона с радиусом $r_{кр}$ (рис. 6.21).

Решая уравнение Маскета для различных положений ВНК (см. рис. 6.21) при $r_{кр}$, можно видеть, что поднятие конуса начнется при

$$\left[\frac{dP}{dr}\right]_{r=r_{кр}} > (G_в - G_н)\cos\theta. \tag{6.70}$$

На основании изложенных выше рассуждений и с учетом типа течения (ламинарное или турбулентное) Биркс [19] выделяет два типа конусов воды — критический и безопасный в зависимости от порядка величин параметров A и B в уравнении (6.41).

Критический конус относится к нижней НТПЖ, которая определяется в зависимости от перепада давления при отсутствии эффекта турбулентности ($B=0$) и выражается уравнением

$$(НТПЖ)_{кр} = h_{в.кр} = \frac{AQ}{(G_в - G_н)2{,}303\log(r_{др}/r_{скв})}, \tag{6.71}$$

которое может быть аппроксимировано при $r_{др}/r_{скв} \approx 1000$:

$$h_{в.кр} \approx \frac{AQ}{6{,}9(G_в - G_н)}, \tag{6.71'}$$

где $G_в$ и $G_н$ — соответствующие градиенты для воды и нефти.

Это уравнение предполагает допущение Биркса о том, что линейное течение ограничивается зоной, расположенной между контуром питания и призабойной зоной радиусом $r_0 \approx 3$ м.

Безопасный конус относится к условиям течения, когда при высоких дебитах перепад давления вокруг скважины резко возрастает и развивается турбулентный режим течения. Если использовать изложенные выше рассуждения, можно записать следующее:

$$(НТПЖ)_{безоп} = h_{в.безоп} \approx (AQ + BQ^2)/6{,}9\,(G_в - G_н). \tag{6.72}$$

Чтобы получить высокие дебиты в малопродуктивных пластах, необходимо увеличить перепад давления, вследствие чего может возникнуть турбулентное течение. Можно утверждать, что в общем случае уравнение (6.71′) справедливо для продуктивных пластов большой толщины, а уравнение (6.72) — для маломощных продуктивных пластов.

Опыт разработки иранских месторождений [19, 20] позволил установить ряд положений для расчетов конусов воды:

эффективный радиус дренирования для использования в расчетах составляет $r_{др} \approx 300$ м;

если общая толщина продуктивного пласта 60 м$<h<$300 м, используется условие образования критического конуса (уравнение (6.71′)), при котором $\Delta P = AQ$;

если общая толщина продуктивного пласта $h<60$ м, используется условие предупреждения образования конуса (безопасного конуса) (уравнение (6.72)), при котором $\Delta P = AQ + BQ^2$.

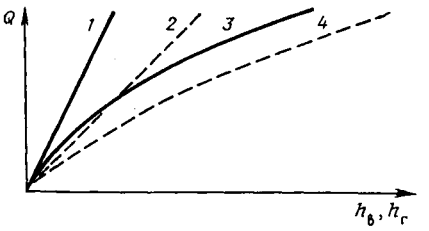


Рис. 6.22. Кривые зависимости критической и безопасной высот водяного $h_в$ и газового $h_г$ конусов от дебита Q.
$1 - h_{г.кр}$; $2 - h_{в.кр}$; $3 - h_{г.безоп}$; $4 - h_{в.безоп}$

Для выбора конструкции заканчивания скважины в случае, когда нефтяная зона имеет связь с газовой шапкой и подошвенной водонасыщенной областью, для расчета зависимости $h_в$ от Q необходимо пользоваться уравнениями (6.71′) и (6.72) одновременно как показано на рис. 6.22.

Для газового конуса уравнения будут теми же, что и уравнений (6.71′) и (6.72), с той только разницей, что будут использоваться градиенты давления нефтяной $G_н$ и газовой $G_г$ частей залежи. Критическая и безопасная высота $h_г$ может быть выражена как

$$(\text{ВТПЖ})_{кр} = h_{г.кр} = \frac{AQ}{6{,}9(G_н - G_г)}; \tag{6.73}$$

$$(\text{ВТПЖ})_{безоп} = h_{г.безоп} = \frac{(AQ + BQ^2)}{6{,}9(G_н - G_г)}. \tag{6.74}$$

Можно сделать следующие замечания.

Уравнение (6.70) выражает соотношение между градиентами жидкостей и наклоном пласта (см. рис. 6.21), выраженное через угол наклона θ. Если трещины между ВНК и НТПЖ или ГНК и ВТПЖ имеют вертикальное простирание (см. рис. 6.20), то $\cos\theta = 1$. Если же вертикальные трещины отсутствуют или пересечены либо прерваны горизонтальными трещинами и стилолитами, $\cos\theta$ уменьшается до очень малых значений, при этом становится возможным увеличивать градиенты давления, что равносильно увеличению безводных дебитов или увеличению дебитов со сниженным риском конусообразования.

Вследствие неодинаковой разности градиентов газа и воды и градиентов воды и нефти $G_в - G_г \gg G_в - G_н$ допустимый дебит без образования конуса газа выше, чем дебит без образования конуса воды. Это также видно из характера кривых на рис. 6.22, где одной и той же величине дебита, а следовательно, и перепада давления ΔP в подгазовых залежах соответствуют более высокие значения как $h_{в.кр}$, так и $h_{в.безоп}$ (сравни кривые *1, 3* — для газа, *2, 4* — для воды на рис. 6.22).

При продвижении ВНК и ГНК допустимые критический и безопасный дебиты снижаются в результате уменьшения $h_в$ и $h_г$. Такие оценки делают возможным прогнозирование зависимости между отбором жидкости, продвижением ВНК и ГНК и максимальным дебитом скважины без риска образования конуса во времени.

б. Пример расчета

Задача № 2. При использовании в несколько видоизмененном виде данных задачи № 1 рассматривается случай, когда скважина перфорируется, как показано на рис. 6.20, в 30-метровом интервале, причем ВТПЖ=50 м, а НТПЖ=80 м.

Необходимо:

найти зависимости $h_{кр}$ и $h_{безоп}$ от Q (с точки зрения возможного образования газового и водяного конусов);

определить значения максимально возможного дебита во времени, используя полученные методом материального баланса данные о перемещении ВНК и ГНК из табл. 6.6.3 (графы 1, 2, 3).

Таблица 6.3

Исходные данные			Потенциальная высота		Конус воды	Конус газа	Конечное значение $Q_{безоп}$, м³/сут	
Время разработки, годы	$H_в$, м	$H_г$, м	НТПЖ — $h_в$, м	ВТПЖ — $h_г$, м	$Q_{безоп}$, м³/сут			
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	6	4	74	46	3200	3200	3200	без ограничений
2	10	8	70	42	3200	3200	3200	
3	14	10	66	40	3200	3200	3200	
4	20	16	60	34	2976	3200	2976	из условий образования водяного конуса
5	23	20	57	30	2800	3200	2800	
6	28	24	52	26	2656	2922	2656	
7	33	28	47	22	2448	2448	2448	
8	38	30	42	20	2176	2368	2176	
9	40	32	40	17	2000	1920	1920	из условий образования газового конуса
10	42	38	38	12	1920	1600	1600	

Дополнительные данные: начальный дебит нефти 3200 м³/сут; плотности пластовых флюидов $\rho_в=1{,}05$, $\rho_н=0{,}8$, $\rho_г=0{,}25$.

1. Решение основного уравнения. Полученные в задаче № 1 значения $A=8{,}16\cdot10^{-5}$ (МПа/(см³/с) и $B=1{,}77\cdot10^{-8}$ МПа/(см³/с)² подставляются в уравнения водяного и газового конусов (6.71), (6.72) и (6.74) при условиях безопасного и критического конусов:

$$h_{в.кр}=\frac{AQ}{6{,}9\ (\rho_в-\rho_н)}\approx 16{,}35\cdot10^{-3}Q;$$

$$h_{в.безоп}=\frac{AQ+BQ^2}{6{,}9(\rho_в-\rho_н)}\approx 16{,}35\cdot10^{-3}Q+120{,}8\cdot10^{-8}Q^2;$$

$$h_{г.кр}=\frac{AQ}{6{,}9\ (\rho_н-\rho_г)}\approx 7{,}44\cdot10^{-3}Q;$$

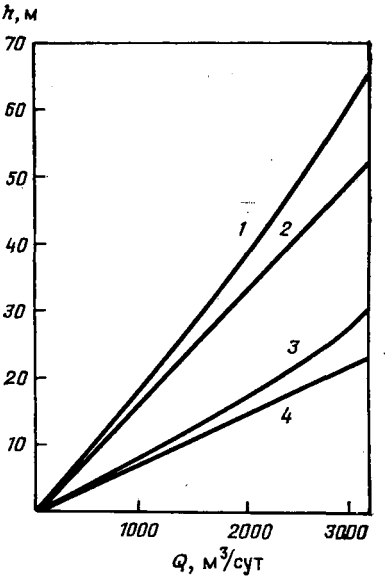


Рис. 6.23. Кривые зависимости критической и безопасной высот конусов $h_в$ и $h_г$ от дебита Q.
1 — $h_{в.безоп}$; *2* — $h_{в.кр}$; *3* — $h_{г.безоп}$; *4* — $h_{г.кр}$

$$h_{г.безоп} = \frac{AQ + BQ^2}{6{,}9(\rho_н - \rho_г)} \approx 7{,}44 \cdot 10^{-3} + 5{,}46 \cdot 10^{-8} Q^2,$$

где Q — в см³/с; h — в м.

Результаты расчетов приведены на рис. 6.23 в виде графиков зависимости $h=f(Q)$, причем хорошо видно различие $h_в$ и $h_г$ для критических и безопасных условий отбора нефти.

2. Дебит скважин в зависимости от времени. По данным табл. 6.3 о продвижении ВНК и ГНК во времени находятся $H_в$ и $H_г$. Работающая продуктивная толщина определяется из уравнений $h_в$=НТПЖ — $H_в$ со стороны водяного конуса (графа 4 табл. 6.3) и $h_г$=ВТПЖ — $H_г$ со стороны газового (графа 5 табл. 6.3).

Зная $h_в$ и $h_г$, определяют по графику на рис. 6.23 максимальный безопасный дебит без риска образования водяного (графа 6) и газового (графа 7) конусов. Величина допустимого дебита, а точнее его изменения во времени, приводится в графе 8 табл. 6.3.

Пример. На 5-м году разработки месторождения $H_в$=23 м и $H_г$=20 м. Из этого следует, что потенциальная высота водяного конуса 57 м, а газового — 30 м. По рис. 6.23 находим, что $Q_{безоп}$= =2800 м³/сут в случае образования водяного конуса и $Q_{безоп}$= =3200 м³/сут в случае образования газового конуса.

6.3. Течение газа в трещиноватом пласте-коллекторе

6.3.1. Основные концепции и результаты экспериментов

Течение газа через трещины представляет особый интерес, так как очень многие газовые залежи приурочены к трещиноватым пластам. Задача о течении газа в трещинах решалась математическим путем. Полученные результаты показали, что характер течения в трещине существенно зависит от критических условий, в том числе от распределения давления между входом в трещину и выходом из нее.

Другим подходом к решению подобной задачи была аналогия с течением жидкости (табл. 6.4). В соответствии с этим допущением результаты экспериментов по фильтрации жидкости были скоррек-

Таблица 6.4

Уравнения течения жидкости	№ уравнения	Уравнения течения газа	№ уравнения	Примечание
$v = \frac{b^2}{12\mu} \frac{dP}{dx}$	(6.32′)	$v = b^2 \frac{R^0 T}{M\rho} \frac{dP}{dx}$	(6.75)	Ламинарное течение
$q = \frac{b^3}{12\mu} \frac{dP}{dx}$		$q = \frac{b^3}{12\mu} \frac{R_0 T}{M\rho} \frac{dP}{dx}$	(6.75′)	
$\lambda = 6/\mathrm{Re}$	(6.32)	$\lambda = 6/\mathrm{Re}$	(6.76)	
$\mathrm{Re} = \rho b v / 2\mu$	(6.28)	$\mathrm{Re} = \frac{q_0 P_0 M}{2R_0 T \mu}$	(6.77)	Параметры, определяющие характер течения (фильтрации)
$\lambda = \frac{b}{\rho v^2} \frac{dP}{dx}$		$\lambda = \frac{b^3 R_0 T}{\rho M q^2} \frac{dP}{dx}$	(6.78)	
$v = 4{,}7 \left[b^5 \left(\frac{dp}{dx} \right)^4 / \mu\rho^3 \right]^{1/7}$	(6.33)	$v = 4{,}7 \left[\frac{b^2}{\mu} \times \right.$ $\left. \times \left(\frac{2R_0 T}{M\rho} \right)^3 \left(\frac{dP}{dx} \right)^4 \right]^{1/7}$	(6.79)	
$q = 4{,}7 b \times$ $\times \left[b^5 \left(\frac{dp}{dx} \right)^4 / \mu\rho^3 \right]^{1/7}$		$q = 4{,}7\ b \times$ $\times \left[\frac{b^2}{\mu} \left(\frac{2R_0 T}{M\rho} \right)^3 \times \right.$ $\left. \times \left(\frac{dP}{dx} \right)^4 \right]^{1/7}$	(6.79′)	Турбулентное течение
$\lambda = 0{,}056/\mathrm{Re}^{1/4}$	(6.34)	$\lambda = 0{,}056/\mathrm{Re}^{1/4}$	(6.80)	

тированы с учетом специфических характеристик газа, таких как сжимаемость и плотность.

Уравнения, полученные в разделе 6.1, описывающие основные параметры фильтрации жидкости при ламинарном и турбулентном течении, были пересмотрены для случая течения газа (табл. 6.4).

Уравнения (6.32), (6.33), (6.34) были модифицированы путем выражения плотности газа как функции среднего давления

$$\overline{P} = (P_1 + P_2)/2.$$

где P_1 и P_2 — давление соответственно на входе и выходе из нее.

Подставляя в основные уравнения течения жидкости (см. табл. 6.4) при ламинарном и турбулентном течении, а также в выражения числа Рейнольдса плотность газа

$$\rho = P_0 M / R_0 T$$

и выражая расход как функцию различной раскрытости b единичной трещины

$$q = b \times 1 \times v$$

получим основные уравнения течения газа.

На специальных моделях проводились эксперименты по определению предела применимости этих уравнений, при этом менялись величины как расходов, так и раскрытости трещин, их длины и ширины.

Вначале эксперименты проводились при больших значениях раскрытости трещин, меняющихся в пределах 0,45—6 мм, и при постоянной их длине 10 см. Использовался азот при средней температуре 20°С со следующими характеристиками: $\rho = 1{,}125 \times 10^{-5}$ г/см^3; $\mu_{20^\circ C} = 1{,}75 \cdot 10^{-2}$ мПа·с; $M = 28{,}02$ г/моль.

На следующем этапе использовалась та же модель с раскрытостью трещин от 0,011/до 0,0314 мм. Причем проводились очень точные замеры давления. Результаты замеров представлены на рис. 6.24 и 6.25. Диаграммы на этих рисунках, построенные в логарифмических координатах, показывают изменение величины расхода q в зависимости от градиента давления dP/dx и коэффициента λ в зависимости от числа Рейнольдса Re. В обоих случаях использовалось понятие среднего значения расхода, которое полу-

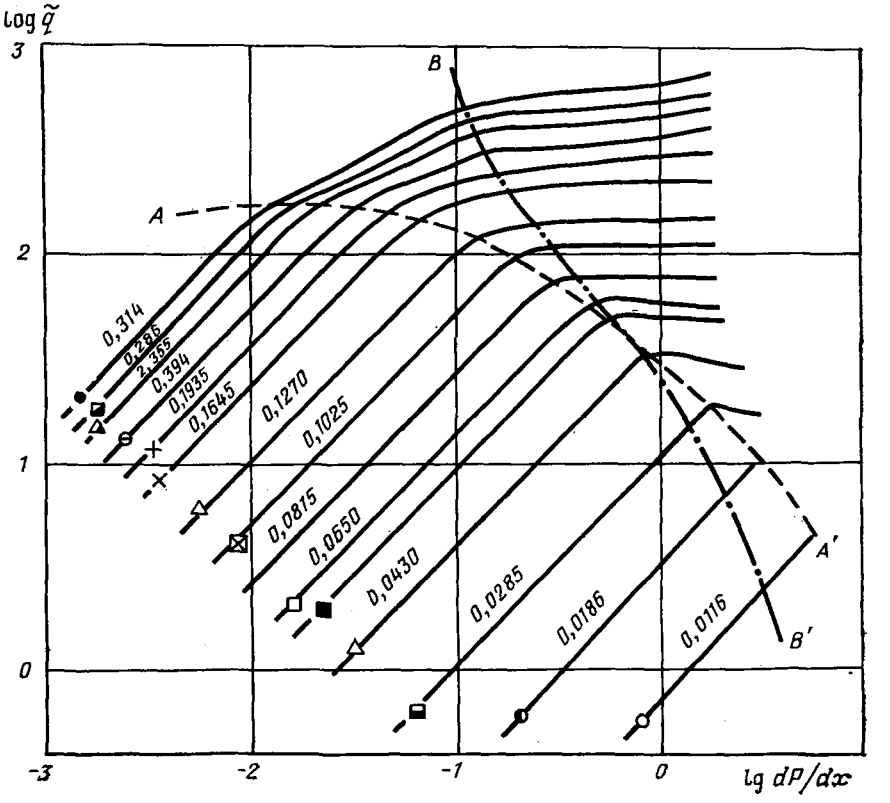


Рис. 6.24. Кривые зависимости q—dP/dx при течении газа через трещину с малой раскрытостью ($0{,}0116 < b < 0{,}314$ мм).

Шифр кривых — значения b, мм; q в см^3/с; dP/dx в ат/см

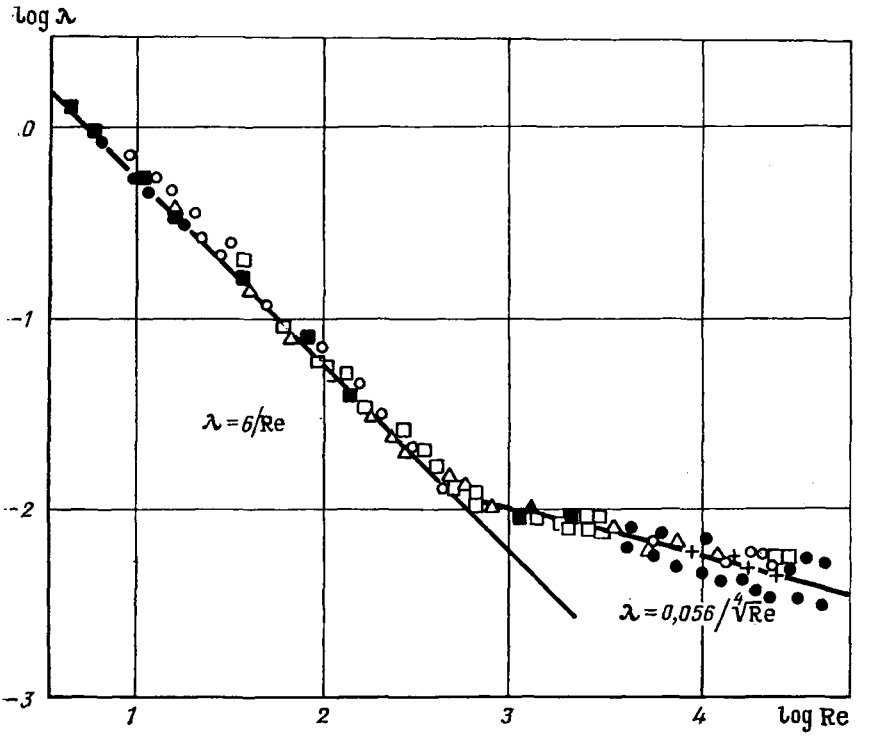


Рис. 6.25. Кривая зависимости $\log \lambda$—$\log \mathrm{Re}$ при течении газа через пористую среду и трещины с малой раскрытостью (0,0115—0,45 мм).
Условные обозначения см. на рис. 6.24

чалось путем деления расхода q_{P_1}, замеренного на входе в трещину, на ее сечение:

$$\tilde{q} = q_{P_1}/b\sqrt{R_0T_0/M}.$$

Градиент давления выражается в виде $\Delta P/L = (P_1 - P_2)/L$, т. е. как разница давлений в точках входа в единичную трещину и выхода из нее, отнесенная к длине трещины.

На рис. 6.24 прямые линии с углом наклона 45° в логарифмическом масштабе (log—log) характеризуют линейную зависимость между q и градиентом давления dP/dx при ламинарном течении. Ограничены эти отрезки прямых линией A—A'. Для этого интервала перепад давления или расход рассчитывается по уравнениям (6.75) и (6.75′) (см. табл. 6.4).

При расходах 200—300 см³/сут и при больших значениях раскрытости трещины b переходная зона отмечается даже при малых градиентах. Как видно на рис. 6.24, за пределами переходной зоны градиент давления значительно возрастает при малых приращениях расхода. Линия B—B' соответствует линии критического дав-

ления, которое связано с максимальной скоростью на выходе из трещины.

На рис. 6.25 представлена зависимость λ от Re, основанная на уравнениях (6.77) и (6.78) (см. табл. 6.4). Интересно отметить, что при ламинарном течении газа сохраняется та же основная зависимость, которая была получена для течения жидкости в трещинах:

$$\lambda = 6/\mathrm{Re}.$$

Из этого следует, что критическое число Рейнольдса для случая течения газа может быть принято равным примерно 1000 (см. рис. 6.25).

Эксперименты показали также, что при турбулентном течении газа через трещину ($\mathrm{Re} > 1000$) зависимость Блазиуса λ—Re может быть выражена в виде

$$\lambda = 0{,}056/\ \mathrm{Re}^{0{,}25},$$

где λ и Re определяются по уравнениям (6.77) и (6.78) (см. табл. 6.4).

6.3.2. Радиальное осесимметричное течение газа к скважине

Аналогично тому, как на основании данных экспериментов по исследованию течения газа в единичной трещине, рассмотренных в разделе 6.3.1, сделан вывод о возможности использования закономерностей течения жидкости для случая течения газа, так, очевидно, и решения, описывающие течение в пористой среде, могут быть применены при изучении фильтрации в трещинной системе.

Рассматривая результаты исследования течения газа к скважине в пористой среде и вводя специфические характеристики, отражающие особенности трещиноватого пласта, была разработана методика приближенных расчетов, приведенная ниже.

Основное соотношение между падением давления и скоростью течения газа при турбулентном и ламинарном режимах в общем виде выражается уравнением

$$\Delta(P^2) = AQ + BQ^2. \tag{6.81}$$

По аналогии с обычным пластом, характеризующимся межзерновой пустотностью, это уравнение может быть представлено следующим образом:

$$\Delta(P^2) = 0{,}135\,\frac{Q\mu_{\text{г}}ZT}{Kh}\,(\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}} + \Sigma S) + \\ + 3{,}16\cdot 10^{-19}\,\frac{\beta GZTQ^2}{h_{\text{эф}}^2}\left(\frac{1}{r_{\text{скв}}} - \frac{1}{r_{\text{др}}}\right), \tag{6.82}$$

где Q — в м³/сут; P — в ат; K — в мД; T — в К; β — в 1/м; r — в м.

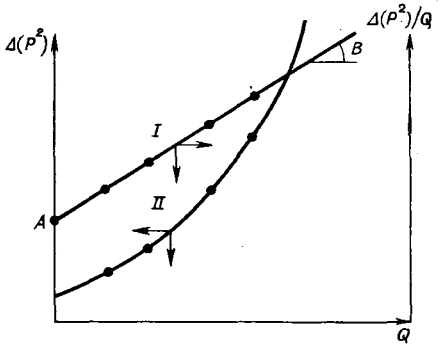


Рис. 6.26. Кривые основных теоретических зависимостей Q—$\Delta(P^2)/Q$ (I) и Q—$\Delta(P^2)$ (II) при течении газа через систему трещин

Методика расчета аналогична методике оценки параметров потока при движении газа к скважине в пласте с межзерновой пустотностью.

На основании данных о Q, $P_{\text{тр.скв}}$, $P_{\text{пл}}$, замеренных при установившемся режиме, уравнение течения $\Delta(P^2)/Q=f(Q)$ представляется в виде

$$\Delta(P^2)/Q = A + BQ. \tag{6.83}$$

Представив зависимость $\Delta(P^2)/Q$ от Q отрезком прямой, как показано на рис. 6.26, можно рассчитать:

значение A при $Q=0$;

значение B — по наклону прямой, выражаемому $\Delta[\Delta(P^2/Q]/\Delta Q$.

$K_{\text{тр.пл}}$ можно рассчитать по уравнению ($K_{\text{тр.пл}}$ — в мД)

$$A = 0{,}135\left(\frac{\mu_{\text{г}} ZT}{K_{\text{тр.пл}} h}\right)\left[\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}} + \Sigma S\right], \tag{6.84}$$

где A и все параметры известны, в том числе величина ΣS, которая получается в результате интерпретации замеров давления при неустановившемся режиме фильтрации.

Коэффициент турбулентности β можно определить косвенно через параметр B из уравнения

$$B=3{,}16\cdot 10^{-19}\frac{\beta GZT}{h_{\text{эф}}^2}\frac{1}{r_{\text{скв}}}, \tag{6.85}$$

или по уравнениям (6.42), (6.43) и/или (6.44).

Необходимо сделать следующие замечания.

Рассмотренный прием представляет собой простое распространение методов, разработанных для газоносного пласта с межзерновой пористостью, на трещиноватый пласт, и поэтому пользоваться им можно только в случае, если густота трещин высокая и распределение трещин относительно равномерное.

В случае скважины с открытым забоем для расчета B обычно используется уравнение (6.85), включающее величину общей продуктивной толщины h, тогда как в случае частично открытого забоя или частично перфорированной скважины в это уравнение необходимо вводить скорректированное значение толщины $h_{\text{эф}}$. Эта корректировка имеет существенное значение, поскольку параметр B должен так или иначе учитывать влияние геометрического скин-эффекта.

При определении параметра A из уравнения (6.84) очень важно оценить ΣS, которое рассчитывается по данным испытания скважины при неустановившемся режиме фильтрации. Часто в результате кислотной обработки, проведенной перед испытанием скважины, возможны отрицательные значения скин-эффекта.

Пример расчета

Задача № 3. По результатам исследования скважины при установившемся режиме фильтрации была получена следующая зависимость между дебитом Q и давлением в скважине $P_{скв}$:

Q, м³/сут	$P_{скв}$, МПа	$P^2_{скв}$, МПа²	$\Delta(P^2)$, МПа²	$\Delta(P^2)/Q$, МПа²/(м³ сут)
260 000	20,92	437,84	3,16	$1{,}215\ 10^{-5}$
480 000	20,81	433,37	7,63	$1{,}589\ 10^{-5}$
860 000	20,55	422,25	18,74	$2{,}180\ 10^{-5}$
130 000	19,93	397,20	43,80	$3{,}224\ 10^{-5}$

Статическое (пластовое) давление $P_{пл}=21{,}0$ МПа; суммарная толщина продуктивного пласта в скважине с открытым забоем 190 м; вязкость газа $\mu_г=0{,}0178$ мПа·с; температура $T=333$°К; значение скин-эффекта $S=+6{,}8$ получено при исследовании скважины на неустановившемся режиме.

Необходимо:

1) выбрать основное уравнение течения;

2) рассчитать характеристики пласта, исходя из кубической блоковой модели (тип модели *6* на рис. 6.6 и в табл. 6.1), так как $L_{г.тр}=2$/м.

Решение задачи приводится ниже.

1. Уравнение течения.

По данным $P^2_{скв}$, зная пластовое давление, а следовательно, и $P^2_{пл}$, получаем значение $\Delta(P^2)$. Интересна кривая $Q-\Delta(P^2)$, характер которой свидетельствует о том, что течение газа линейно при низких скоростях (малых дебитах) и переходит в турбулентное при высоких скоростях (больших дебитах) (рис. 6.27).

Исходя из уравнения (6.81), отношение $\Delta(P^2)/Q$ можно выразить как функцию дебита Q (скорости течения). Тогда:

$A=7{,}84\cdot10^{-6}$ МПа²/(м³/сут) — получено путем экстраполяции прямой до оси (дебит $Q=0$);

$B=1{,}68\cdot10^{-13}$ (МПа²/(м³/сут))² — определено по наклону прямой (при $Q=0$).

Таким образом, с учетом (6.81) уравнение течения может

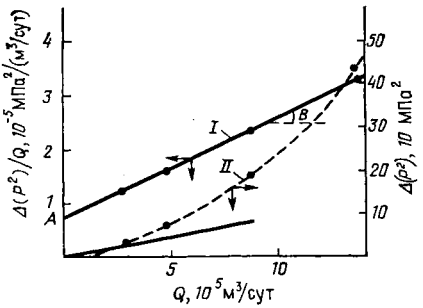


Рис. 6.27. Кривые зависимостей $Q-\Delta(P^2)/Q$ (*I*) и $Q-\Delta(P^2)$ (*II*)

быть выражено следующим образом:

$$\Delta(P^2) = AQ + BQ^2$$

или

$$(P^2) = 7{,}84 \cdot 10^{-6} \quad Q + 1{,}68 \cdot 10^{-13}\ Q^2.$$

2. Описание пласта.

Для того чтобы описать пласт, прежде всего необходимо определить его проницаемость, обусловленную трещиноватостью $K_{\text{тр.пл}}$, например из уравнения (6.84):

$$K_{\text{тр.пл}} = 0{,}135\ \frac{1}{A}\ \frac{\mu_{\text{г}} ZI}{h}\left[\ln\frac{r_{\text{др}}}{r_{\text{скв}}} + \Sigma S\right],$$

где K — в мД.

Причем $1/A$ можно выразить величиной $Q/\Delta(P)^2$.

Учитывая роль скин-эффекта, проницаемость трещиноватого пласта можно определить как

$$K_{\text{тр.пл}} = 0{,}135 \cdot 10^{-5}\ \frac{1}{7{,}84 \cdot 10^{-6}}\ \frac{0{,}0178 \cdot 0{,}86 \cdot 333}{90}\left[\ln\frac{10^5}{10} + 6{,}8\right] =$$

$$= 0{,}154 \text{ мкм}^2.$$

Пустотность $\Phi_{\text{тр}}$ для схематизируемой модели *6* (см. табл. 6.1, рис. 6.6) будет выражаться следующим образом:

$$\Phi_{\text{тр}} = (162 K_{\text{тр.пл}} A^2_{\text{г.тр}})^{0{,}33} = [162 \times 0{,}154 \times 10^{-8} \quad (1/50)^2]^{0{,}333} =$$

$$= 4{,}64 \times 10^{-4} = 0{,}0464\%.$$

Проницаемость собственно трещин определится следующим образом:

$$K'_{\text{тр}} = K_{\text{тр.пл}}/\Phi_{\text{тр}} = 0{,}154/4{,}64 \times 10^{-4} = 331 \text{ мкм}^2.$$

Раскрытость трещины b в той же схематизированной модели определяется выражением:

$$b = (18 K_{\text{тр.пл}}/\Phi_{\text{тр}})^{0{,}5} = (18 \times 0{,}154 \times 10^{-8} / 4{,}64 \times 10^{-4})^{0{,}5} =$$

$$= 0{,}77 \times 10^{-2} \text{ см} = 77 \text{ мкм}.$$

Коэффициент турбулентности β определится из уравнения (6.85):

$$\beta = (Bh^2 r_{\text{скв}})/(3{,}169 \times 10^{-19}\ GZT = (1{,}68 \times 10^{-9} \times 190^2 \times$$

$$\times 0{,}10)/(3{,}169 \times 10^{-19} \times 0{,}58 \times 0{,}86 \times 333) = 1{,}14 \times 10^{11} \text{ 1/м}.$$

Проницаемость $K_{\text{тр.пл}}$, определяемая по параметру турбулентности B с использованием β и $\Phi_{\text{тр}}$ из уравнения (6.44), равна

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{10^{-3}}{\Phi_{\text{тр}}}\left[7{,}2 \times 10^9/\beta\right]^{1/1{,}085} = 10^{-3}/4{,}64 \times 10^{-4}\left[7{,}2 \times\right.$$

$$\left.\times 10^9/1{,}14 \times 10^{11}\right]^{1/1{,}085} = 0{,}168 \text{ мкм}^2.$$

Как видно, имеется небольшая разница между значениями проницаемости, полученными при обработке данных ламинарного и турбулентного течения. Значение, полученное по параметру A ламинарного течения, в общем считается наиболее представительным, так как параметр B зависит от выбранного типа схематизируемой модели и от ограниченного предела применимости зависимости β от K.

6.4. Неустановившееся течение в трещинной системе с непроницаемой матрицей блоков

В случае, когда пласт сложен плотными малопроницаемыми блоками матрицы и имеет обширную систему трещин, его необходимо рассматривать как среду с одним видом пустотности. В случае развитой трещинной системы, распространенной по всему пласту, течение флюидов к скважине при неустановившемся режиме носит тот же характер, что и в пласте с межзерновой пустотностью (пористостью). Эта концепция составляет основу метода исследования неустановившегося движения жидкости к скважине, предложенного Уорреном и Рутом [17] (подробно см. гл. 7).

6.4.1. Общее решение проблемы

Если принять методику, используемую для среды с межзерновой пористостью, то основная задача сводится к интерпретации зависимости давления от времени:

$$\Delta P = m \log \Delta t/(t_0 + \Delta t) —$$

«восстановление давления»;

$$\Delta P = m \log \Delta t —$$

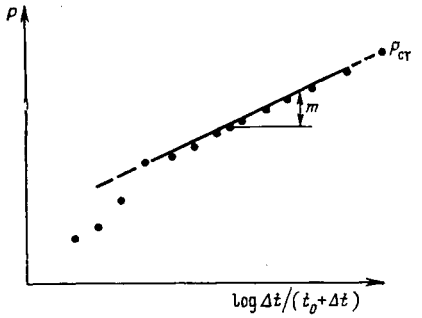
«снижение давления».

Расчет угла наклона m (рис. 6.28) даст для варианта «восстановление давления» возможность оценить парамер $K_{\text{тр.пл}}h$ по уравнению

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{q_{\text{н}}\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}}{2\pi}\,\frac{1}{m}. \qquad (6.86)$$

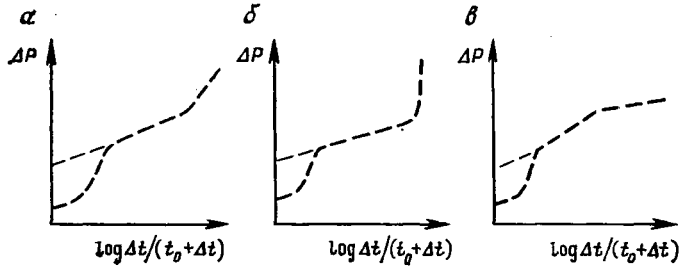
Если представления о густоте трещин и их ориентации позволяют произвести правильную оценку h, значение $K_{\text{тр.пл}}$ может быть действительно представительным. Наблюдения показывают, что, как правило, в скважине с открытым стволом после промывки и кислотной обработки больше шансов правильно оценить эффективную мощность, чем в законченной (обсаженной) скважине, что обусловливается закупоркой трещин вокруг ствола скважины в процессе цементирования и лишь частичным восстановлением контакта между стволом скважины и трещинами при перфорации, которая затрагивает не все трещины.

Необходимо сделать следующие замечания.



← Рис. 6.28. Кривая зависимости P—$\log \Delta t/(t_0+\Delta t)$ для трещиноватого пласта.
$P_{ст}$ — давление статическое

↓ Рис. 6.29. Различные типы кривых восстановления давления



Высокая проницаемость трещинной системы обусловливает незначительное падение давления, поэтому требуются очень точные замеры давления. Так как падение давления часто составляет тысячные доли мегапаскаля, то угол наклона кривой на графиках ΔP—t не может представительно интерпретироваться, если стандартные датчики давления не заменить специальными манометрами.

Изменяющийся характер зависимости давления от времени следует интерпретировать с учетом характеристик трещинной системы. Если кривые восстановления давления аналогичны кривым, изображенным на рис. 6.29, можно сделать следующие комментарии и интерпретации.

Во всех случаях (*а*, *б*, *в*) скин-эффект положительный. В общем этот факт обусловлен наличием обсадной колонны в скважине (часть трещин оказалась закупоренной в процессе цементирования, и последующая обработка призабойной зоны скважины была безуспешной). Возможно также, что не все перфорационные каналы контактируют с трещинами, в результате чего связь между трещинами вокруг ствола скважины значительно ухудшена. Следует ожидать, что скин-эффект будет отрицательным при отсутствии обсадных труб (скважины с открытым стволом), особенно, если обработка призабойной зоны скважины была успешной.

Рассматривая вариант *а*, следует отметить малую вероятность того, что изменение угла наклона кривой обусловлено тектоническими нарушениями или изменчивостью процесса осадконакопления, часто наблюдаемыми в терригенных отложениях. Такая си-

туация в большей степени может быть результатом уменьшения раскрытости горизонтальных трещин и увеличения густоты вертикальных или субвертикальных трещин. Предельный вариант случая *б* соответствует полному смыканию горизонтальных, удаленных от ствола скважины трещин и, следовательно, ограничению радиуса зоны дренирования вокруг скважины.

Вариант *в*, наоборот, может соответствовать улучшению характеристик трещинной системы вокруг скважин. В данном случае, если промывка или кислотная обработки оказались эффективными, то более крутой наклон на начальной стадии может смениться со временем более пологим и приблизиться к очень малому наклону на поздней стадии. Этот факт можно интерпретировать как вторичное раскрытие трещин вокруг скважины.

6.4.2. Оценка емкостной характеристики пласта $\Phi_{тр}C_{тр}$

Емкостная характеристика пласта обусловливается сжимаемостью, или упругоемкостью, трещинной системы, заполненной жидкостью. Этот параметр можно получить только из опытов по интерференции скважин (см. гл. 8). Когда расстояние между двумя скважинами и время их взаимодействия известны, то прямой расчет $\Phi_{тр}C_{тр}$ производится с использованием выражения пьезопроводности [21, 22]:

$$\alpha = K_{тр.пл}/(C_{тр.пл.эф}\,\mu). \tag{6.87}$$

Дальнейший расчет пустотности $\Phi_{тр}$ зависит от правильности расчета $C_{тр}$, поэтому необходимо пересмотреть основные положения, выведенные в разделе (4.5.3.2):

$$C_{тр.пл.эф} = C_{эф.н} = C_{н} + C_{в} + \frac{\Phi_{м}}{\Phi_{тр}} + C_{пор.м}\,\frac{\Phi_{м}}{\Phi_{тр}} + C_{пуст.тр}. \tag{6.88}$$

Если матрица очень плотная, то, пренебрегая вторым и третьим членами в правой части уравнения (6.88), получим

$$C_{тр.пл.эф} = C_{н} + C_{пуст.тр}. \tag{6.89}$$

Так как $C_{пуст.тр}$ играет более важную роль по сравнению с $C_{н}$, то этот показатель необходимо рассчитать точно.

Следует иметь в виду, что пустотность и проницаемость системы трещин зависят от динамики пластового давления и в свою очередь влияют на изменение во времени коэффициента пьезопроводности. Собственно трещинная пустотность и проницаемость единичной трещины определяются по уравнениям:

$$\Phi_{тр} = A_{г.тр}b_{0i}\,(1 - C_{тр}\Delta P);$$

$$K_{тр} = A_{г.тр}\,(b_{0i}^{3}/12)\,(1 - C_{тр}\Delta P)^{3},$$

которые показывают, что оба параметра уменьшаются во времени, т. е. в течение процесса разработки.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

A — величина, обратная коэффициенту продуктивности PI при ламинарном течении
a — высота блока модели
A_S — поперечное сечение потока
B — объемный коэффициент
C — константа
G — удельный вес газа
$G_г, G_н, G_в$ — градиент давления соответственно газа, нефти, воды
GOL — предельное значение газонефтяного фактора
g — ускорение свободного падения
H, h — толщина продуктивного пласта
K — проницаемость
l — протяженность трещины
n — количество трещин
P — давление
Q, q — дебит
r — радиус
Re — число Рейнольдса
ΣS — скин-эффект
WOL — предельное значение водонефтяного фактора
x, y, z — координаты
α — коэффициент пьезопроводности
β — коэффициент турбулентности
γ — удельный вес
Δ — дифференциал
ε — соотношение проницаемостей
θ — угол
λ — коэффициент трения
ψ — потенциал
Φ — пустотность, пористость
μ — вязкость
ρ — плотность
НТПЖ — нижняя точка поступления жидкости в скважину
ВТПЖ — верхняя точка поступления жидкости в скважину

ИНДЕКСЫ

безоп — безопасный
г — газ
г. тр. — густота трещин
др — дренирование
кр — критический
м — матрица
max — максимальный
н — нефть
общ — общий
пуст. тр — пустоты трещин
пор. м — поры матрицы
скв — скважина
тр — трещиноватый
эф — эффективный

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Irmay,* 1964. Theoretical models of flow through porous media. RILEM Symp. on the Transfer of Water in Porous Media, Paris, April.
2. *Romm E. S.,* 1966. Fluid flow in fractured rocks. Nedra. Moscow.
3. *Snow D. T.,* 1965. A parallel model of fractured permeable media. Ph. D. thesis, Berkely, 330 p.
4. *Lomize G. M.,* 1947. Flow through fissures. Acad. of Sci. RSS Arm. in Russian.
5. *Lomize G. M.,* 1951. Flow through fissured rocks. Gpsenergoizdat in Russian.
6. *Huit J. K.,* 1956. Fluid flow in simulated fractures. AIChE Jour., vol. 2, p. 259.
7. *Louis C.,* 1968. Etude des écoulements d'eau dans les roches fissurées et de leurs influence sur la stabilité des massifs rocheux. Bull. de la Direction des Etudes et Recherches, Series A, No. 3, p. 5—132.
8. *Moody L. F.,* 1944. Friction factors for the Pipe Flow Trans. ASME, vol. 66.
9. *Forcheimer,* 1901. Wasserbewegung durch Boden. ZUDI, vol. 45, p. 1781.
10. *Geertsma J.,* 1974. Estimating coefficient of inertial resistence in fluid flow through porous media. Jour. Petrol. Tech., Oct., p. 445.
11. *Firoozabadi A.* and *Katz D. L.,* 1979. An analysis of high-velocity gas flow through porous media. Jour. Petrol. Tech., February, p. 211.

12. *Katz D. L.* and *Coats K. H.*, 1965. Underground storage of fluids. Ulrich Book, Inc. An Arbor, Michigan.
13. *Scelkacev V. N.* and *Lapuk B. B.*, 1953. Underground hydroulics. Technical Editions, Budapest.
14. *Reiss L. H.*, 1976. Reservoir engineering of fractured reservoir. French Institute of Petroleum, Paris.
15. *Baker W. J.*, 1955. Flow in fissured reservoir. Proceeding Fourth World Petroleum Congress, Section II/E. p. 379—393.
16. *Kazemi H.*, 1969. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoir with uniform fracture distribution. Soc. Pet. Eng. J., p. 451—458.
17. *Warren J. E.* and *Root P. J.*, 1963. The behaviour of naturally fractured reservoir. Soc. Pet. Eng. J., p. 245—255.
18. *DeSwaan H.*, 1975. Analytical solution for the determination of naturally fractured reservoir parameters by well testing. SPE Ventura meeting, California.
19. *Birks J.*, 1963. Coning theory and its use in predicting allowable producing rates of wells in a fissured limestone reservoir. Iranian Petroleum Institute, Bull. 12&13, p. 470.
20. *Saidi A. M.* and *Martin R. E.*, 1965. Application of reservoir engineering in the development of Iranian reservoirs. Paper presented to the E. C. A. F. E. Symposium of Petroleum, Tokyo, No. 10—20.
21. *Muskat M.* 1937. Homogeneous flow in porous media. McGraw Hill, New York.
22. *Ofstad D. R.*, 1976. Research project B5020: Fractures reservoir behaviour. Univ. of Trondheim.

Глава 7

ТЕЧЕНИЕ ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ В ТРЕЩИНОВАТОЙ ПОРОДЕ С ДВУМЯ ВИДАМИ ПУСТОТНОСТИ

Пласт, пустотное пространство которого представлено межзерновой пористостью, изучается при упрощающем предположении, что он однороден и что основные его физические свойства, такие, как пустотность и проницаемость, всегда связаны определенной зависимостью.

Трещиноватый пласт характеризуется дискретностью свойств или параметров каналов вследствие наличия двух видов пустотности (рис. 7.1). Матрица обладает более мелкими порами (пустотами) и отличается значительной вмещающей способностью, но низкими фильтрационными свойствами. Трещинная система, наоборот, характеризуется низкими емкостными, но высокими фильтрационными свойствами.

Методы разработки таких пластов отличаются от методов, применяемых для разработки коллекторов с межзерновой пустотностью. В ряде работ [1]—[5] уточнены различные методы разработки на основе упрощенных моделей пластов. Целью этих работ был расчет характеристик течения в особых условиях резкой неоднородности коллектора. Использование одной или нескольких предложенных моделей дает большой объем информации, в том числе на основании интерпретации данных, полученных в пластовых условиях. Эта информация включает результаты расчета пустотности и проницаемости областей пласта с разными видами пустотнос-

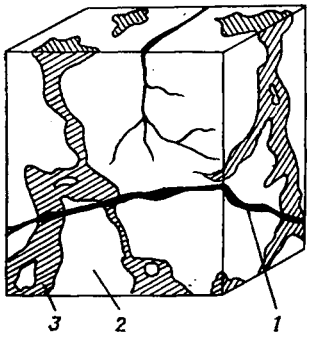


Рис. 7.1. Образец реальной трещиноватой породы продуктивного пласта [1.]
1 — трещина; *2* — матрица; *3* — каверны

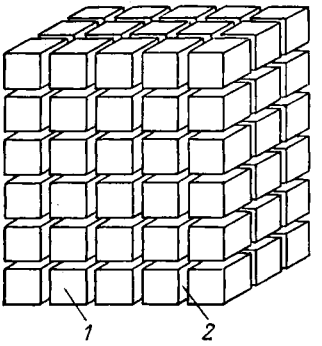


Рис. 7.2. Идеализированный трещиноватый пласт [1].
1 — матрица; *2* — трещина

ти при определенных условиях, оценку распределения и густоты трещин и т. д.

В этом разделе рассматривается главным образом модель Уоррена — Рута, а также другие модели [2], [4]—[6].

В модели Уоррена — Рута трещиноватый пласт схематизируется одинаковыми прямоугольными параллелепипедами, разделенными прямоугольной сетью трещин (рис. 7.2). Считается, что движение жидкости к скважине происходит по системе трещин, а матрица непрерывно питает всю систему трещин при условиях квазистационарного течения. Для описания нестационарного течения выведена зависимость, учитывающая влияние давления и представляющая собой функцию двух безразмерных параметров λ и ω. Эти параметры характеризуют взаимосвязь между двумя областями пласта с разными видами пустотности. Величина λ выражает интенсивность перетока жидкости между двумя областями пласта, а ω — относительную емкостную характеристику этих областей. Зависимость изменения давления от логарифма времени (для случая падения и восстановления давления), полученная в результате обработки данных по модели Уоррена — Рута, на графике выражается двумя параллельными линиями вместо одной, как это наблюдается для пласта с межзерновой пустотностью, причем для трещиноватого пласта характерно некоторое запаздывание во времени.

Разница между опережающей и запаздывающей параллельными линиями зависит от относительной емкостной характеристики трещин ω, а период неустановившегося давления между опережающей и запаздывающей линиями будет функцией коэффициента перетока λ между областями пласта. Наклон параллельных линий является прямой функцией фильтрационной характеристики системы трещин, не зависящей от межзерновой пористости (см. гл. VI). Модель Уоррена — Рута обеспечивает детальное понимание механизма фильтрации в трещиноватом пласте.

Основные допущения построения модели Уоррена — Рута аналогичны допущениям модели Оде [2]. Единственное различие их заключается в определении двух типов пустотности. Из анализа исходных данных о трещиноватом пласте Оде сделал вывод о том, что вмещающая способность двух систем (трещин и матрицы) в общем настолько схожа, что после переходного периода от нестационарного течения к стационарному наступает период, когда трещиноватый пласт ведет себя как пласт с межзерновой пустотностью. Поэтому модель Оде рассмотрена вместе с моделью так называемого обычного пласта.

В модели Полларда [3] изменение давления в переходном периоде рассчитывается как результат взаимодействия трех областей, которые развиты в трещиноватом пласте. Первую область образует система трещин вокруг скважины, вторую — вся трещинная система пласта вдали от скважины и третью — матрица, которая питает трещины. Две последние области представляют собой трещиновато-матричную систему, подобную той, которая упоминалась выше. Но вначале падение давления бывает связано с системой трещин, окружающих скважину, затем с системой трещин всего пласта и только на третьей стадии — с падением давления в матрице. После того как снизилось давление в матрице и она начала питать трещины, процесс течения быстро становится квазистационарным. Падение давления в скважине (как результат последовательных событий) можно представить в виде ряда, состоящего из членов с временной экспонентой.

Уточненная зависимость логарифма падения давления от времени позволяет рассчитать объемы трещин и матрицы. Модель Полларда, хотя и не учитывает радиальную геометрию течения и сводит задачу к простому процессу расширения, в некоторых случаях дает приемлемые результаты. Использование ее для расчета различных параметров по аналогии с пластами с межзерновой пустотностью в ряде случаев может быть успешным, но часто приводит к значительным погрешностям.

В модели Каземи [4] трещиноватый пласт аппроксимируется слоистой системой, состоящей из тонких с высокой проводимостью слоев, которые моделируют трещины, чередующихся со слоями большой мощности с низкой проводимостью и высокой емкостной характеристикой, представляющими матрицу. С помощью численного интегрирования изменения давления в скважине во времени эта модель дает результаты, удовлетворительно совпадающие с результатами модели Уоррена — Рута для случаев равномерного распределения трещин и при сочетании высокой вмещающей способности матрицы с возможностью интенсивных перетоков жидкости из матрицы в трещины.

Модель де Сваана [5] описывает неустановившееся течение жидкости на основании предположения, что матричные блоки представляют собой бесконечные плиты правильной геометрической формы или сферические блоки. Позднее эта модель была усовершенствована Наджуриета [6] для целей интерпретации данных ис-

следования скважин, полученных по кривым падения и восстановления давления, и данных при исследовании скважин на интерференцию.

7.1. Основные уравнения течения

Уравнения течения в трещиноватых пластах с двумя видами пустотности были сформулированы Баренблаттом и другими исследователями исходя из континуального подхода (условия непрерывности). По Баренблатту, обе среды — система трещин и блоки — рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую, причем параметры движения жидкости и среды определяются в каждой математической точке. Уравнения движения и сохранения массы записываются независимо для каждой среды. Переток жидкости из одной среды в другую учитывается введением функции источника — стока в уравнениях сохранения массы.

7.1.1. Подход Баренблатта [7]

7.1.1.1. Уравнение течения по Баренблатту

Предполагая, что пласт однороден, изотропен и течение в обеих средах (системах трещин и блоках матрицы) находится в пределах справедливости закона Дарси, уравнения движения для горизонтального потока можно записать в следующем виде:

$$\vec{u}_1 = (-K_1/\mu)\,\mathrm{grad}\,P_1;$$
$$\vec{u}_2 = (-K_2/\mu)\,\mathrm{grad}\,P_2, \tag{7.1}$$

где u — скорость фильтрации; K — проницаемость; μ — динамическая вязкость; P — давление. Индексы 1 и 2 относятся соответственно к блокам матрицы и системе трещин.

Уравнения сохранения массы имеют вид:

$$\frac{\partial(\Phi_1\rho)}{\partial t} + \mathrm{div}\,(\rho\vec{u}_1) + u^* = 0;$$
$$\partial(\Phi_2\rho)/\partial t + \mathrm{div}\,(\rho\vec{u}_2) + u^* = 0, \tag{7.2}$$

где Φ — пустотность среды; ρ — плотность жидкости; u^* — скорость перетока массы жидкости в единице объема среды, характеризует обмен жидкостью между блоками матрицы и трещинами.

Функция источника u^* выведена Баренблаттом на основании анализа размерностей:

$$u^* = (\rho S K_1/\mu)\,(P_1 - P_2), \tag{7.3}$$

где S — некоторый характерный коэффициент трещиноватой породы, пропорциональный удельной поверхности блока. Уравнение (7.3) предполагает квазистационарный переток из блока матрицы в трещину. Оценку этого допущения исследовал Каземи [4], который пришел к выводу о том, что в наиболее интересных пределах значений рассматриваемых параметров квазистационарное состояние достигается относительно быстро, и поэтому такое допущение вполне оправдано. Считается, что жидкость слабосжимаема, и, следовательно, зависимость между плотностью и давлением выражается в виде

$$\rho \approx \rho_0 (1 + CP), \tag{7.4}$$

где C — коэффициент сжимаемости жидкости; ρ_0 — плотность нефти в стандартных условиях.

Изменение пустотности в каждой среде считается результатом изменений давления жидкости P_1 и P_2 в этих средах и проявления сжимаемости:

$$\begin{aligned} d\Phi_1 &= \alpha_1 dP_1 - \alpha_* dP_2; \\ d\Phi_2 &= \alpha_2 dP_2 - \alpha_{**} dP_1, \end{aligned} \tag{7.5}$$

где α — коэффициент сжимаемости.

Комбинируя уравнения (7.1)—(7.5), получим следующие соотношения:

$$\left.\begin{aligned} \frac{K_1}{\mu} \operatorname{lap} P_1 &= \Phi_1 C_1 \frac{\partial P_1}{\partial t} - \alpha_* \frac{\partial P_2}{\partial t} + \frac{SK_1}{\mu} (P_1 - P_2) \\ \frac{K_2}{\mu} \operatorname{lap} P_2 &= \Phi_2 C_2 \frac{\partial P_2}{\partial t} - \alpha_{**} \frac{\partial P_1}{\partial t} + \frac{SK_1}{\mu} (P_1 - P_2) \end{aligned}\right\}, \tag{7.6}$$

где

$$\begin{aligned} \Phi_1 C_1 &= \alpha_1 + \Phi_1 \beta; \\ \Phi_2 C_2 &= \alpha_2 + \Phi_2 \beta, \end{aligned} \tag{7.7}$$

где $\beta = C\rho_0$.

Уравнения (7.6) представляют собой уравнения движения жидкости в среде с двойной пустотностью (с «двойной пористостью») в формулировке Баренблатта.

7.1.1.2. Решение уравнений Баренблатта

Баренблатт и др. [7] рассматривали течение в трещиноватом пласте с пренебрежимо малой сжимаемостью и пренебрежимо малой проницаемостью блоков матрицы. Вторичным эффектом влияния

давления жидкости на пористость (пустотность) в уравнении (7.6) также пренебрегалось. В этом случае уравнения (7.6) примут вид:

$$\begin{aligned} &\Phi_1 C_1 \frac{\partial P_1}{\partial t} + \frac{SK_1}{\mu}(P_1 - P_2) = 0; \\ &\frac{K_2}{\mu} \operatorname{lap} P_2 + \frac{SK_1}{\mu}(P_1 - P_2) = 0. \end{aligned} \tag{7.8}$$

Исключая P_1 из системы уравнений (7.8), получим:

$$\frac{\partial P_2}{\partial t} - \frac{K_2}{SK_1}\frac{\partial}{\partial t}(\operatorname{lap} P_2) - \frac{K_2}{\mu\Phi_1 C_1}\operatorname{lap} P_2 = 0 \tag{7.9}$$

или

$$\Phi_1 C_1 \frac{\partial P_2}{\partial t} + \operatorname{div}\left[-\frac{K_2}{\mu}\operatorname{grad} P_2 - \Phi_1 C_1 \frac{K_2}{SK_1}\frac{\partial}{\partial t}(\operatorname{grad} P_2)\right] = 0 \tag{7.10}$$

Уравнение (7.10) можно рассматривать как уравнение сохранения массы в пласте с соответствующими пустотностью и сжимаемостью, равными в действительности пористости и сжимаемости матричных блоков, и эквивалентным притоком:

$$\vec{u} = -\frac{K_2}{\mu}\operatorname{grad} P_2 - \frac{\Phi_1 C_1 K_2}{SK_1}\frac{\partial}{\partial t}(\operatorname{grad} P_2). \tag{7.11}$$

С точки зрения нефтепромысловой гидродинамики представляет интерес решение Баренблатта [7] для случая работы добывающей скважины при постоянном дебите, пробуренной в бесконечном пласте с начальным постоянным давлением P_0.

В радиальной системе координат уравнение (7.10) записывается в виде

$$\frac{\partial P_2}{\partial t} = -\frac{K_2}{SK_1}\frac{\partial}{\partial t}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P_2}{\partial r}\right)\right] - \frac{K_2}{\mu\Phi_1 C_1}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P_2}{\partial r}\right)\right] = 0. \tag{7.12}$$

При этом начальные и граничные условия выражаются следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} &P_2(r, 0) = P_0 \\ &r_0 = 0; \quad q = -2\pi h\left[\frac{K_2}{\mu}\left(r\frac{\partial P_2}{\partial r}\right) + \right. \\ &\left. + \frac{\mu\Phi_1 C_1 K_2}{SK_1}\frac{\partial}{\partial t}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\right] = \text{const} \\ &r \to \infty; \quad P = P_к, \end{aligned}\right\} \tag{7.13}$$

где h — толщина пласта.

Решение, полученное путем преобразования Лапласа, следующее:

$$P(r,\ t) = P_к + \frac{q\mu}{2\pi K_2 h}\int_0^\infty \frac{J_0(\nu, r)}{\nu}\left\{1 - \exp\left[-\frac{\nu^2 K_2}{\mu\Phi_1 C_1}\Big/\left(1 + \frac{\nu^2 K_2}{SK_1}\right)\right]\right\} d\nu, \tag{7.14}$$

где J_0 — функция Бесселя первого порядка нулевой степени; ν — переменная интегрирования.

7.1.2. Метод Уоррена—Рута [1]

Уоррен и Рут [1] представили в несколько уточненной постановке решение той же задачи. Они учитывали сжимаемость трещин, но пренебрегали движением жидкости в блоках матрицы. Соответствующие уравнения для радиального течения, как следует из уравнений (7.6), будут иметь вид

$$\begin{aligned} &\Phi_1 C_1 \frac{\partial P_1}{\partial t} + \frac{SK_1}{\mu}(P_1 - P_2) = 0; \\ &\Phi_2 C_2 \frac{\partial P_2}{\partial t} - \frac{K_2}{\mu}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P_2}{\partial r}\right)\right] - \frac{SK_1}{\mu}(P_1 - P_2) = 0. \end{aligned} \tag{7.15}$$

7.1.2.1. Падение давления в бесконечном пласте

Рассматриваются следующие начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} &t = 0; \quad P_1(r,\ 0) = P_2(r,\ 0) = P_0; \\ &r = r_{скв}; \quad q = -2\pi r_{скв}\frac{K_2}{\mu}\frac{\partial P_2}{\partial r}, \text{ когда } t > 0; \\ &r \to \infty; \quad P_1 = P_2 = 0, \text{ когда } t \geqslant 0. \end{aligned} \tag{7.16}$$

Уоррен и Рут [1] определили соответствующие безразмерные параметры и представили уравнения (7.15) и условия (7.16) в безразмерной форме:

$$\begin{aligned} &P_б = (2\pi K_2 h/q\mu)[P_0 - P(r,\ t)];\ r_б = r/r_{скв}; \\ &t_б = K_2 t/[(C_1\Phi_1 + C_2\Phi_2)\ \mu r_{скв}^2]; \\ &\lambda = \alpha K_1 r_{скв}^2/K_2;\ \omega = \Phi_2 C_2/(\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2). \end{aligned} \tag{7.17}$$

Уравнения (7.17) в сочетании с граничными условиями (7.16) дают:

$$\begin{aligned} &\frac{1}{r_б}\frac{\partial}{\partial r_б}\left(r_б\frac{\partial P_{б2}}{\partial r_б}\right) - \omega\frac{\partial P_{б2}}{\partial t_б} - (1-\omega)\frac{\partial P_{б1}}{\partial t_б} = 0; \\ &(1-\omega)\frac{\partial P_{б1}}{\partial t_б} - \lambda(P_{б2} - P_{б1}) = 0. \end{aligned} \tag{7.18}$$

при

$$t_б = 0; \quad P_{б1} = P_{б2} = 0;$$

$$r_б = 1; \quad DP_{б2}/\partial r_б = -1, \quad \text{когда} \quad t_б > 0; \tag{7.19}$$

$$r \to \infty \quad P_{б1} = P_{б2} = 0, \text{ когда } t \geqslant 0.$$

Решение, полученное с помощью преобразования Лапласа, имеет вид

$$P_{б2}(r_б, t_б) = L^{-1}\left\{\frac{K_0[r_б\sqrt{Sf(S)}]}{S\sqrt{Sf(S)}K_1\sqrt{Sf(S)}}\right., \tag{7.20}$$

где L^{-1} — оператор обратного преобразования Лапласа;

$$f(S) = \frac{[\omega(1-\omega)S+\lambda]}{[(1-\omega)S+\lambda]}; \tag{7.21}$$

K_0 и K_1 — модифицированные функции Бесселя второго порядка соответственно нулевой и первой степени.

Трансформирование уравнения (7.20) в общем случае не может быть получено аналитически. Однако асимптотическое решение для малых значений $Sf(S)$ может быть получено при рассмотрении только первых членов ряда по функциям Бесселя, т. е.

$$K_0\sqrt{Sf(S)} = -\gamma - \ln\left[\frac{r_б}{2}\sqrt{Sf(S)}\right] \tag{7.22}$$

$$K_1[\sqrt{Sf(S)}] = \frac{1}{\sqrt{Sf(S)}}, \tag{7.23}$$

где γ — 0,5772 — число Эйлера.

Такая аппроксимация годится только при значениях параметра $\sqrt{Sf(S)}$ меньших 0,01, что обычно соответствует значениям времени $t_б > 100$ или, более точно, $t_б > 100\,\omega$ при $\lambda \ll 1$ и $t_б > 100\lambda - 1/\lambda$ для $\omega \ll 1$.

С учетом уравнения (7.20) трансформированное уравнение (7.21) будет иметь вид

$$P_{б2}(1, t_б) = \frac{1}{2}\left\{0{,}80908 + \ln t_б + Ei\left[\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right] - Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right\}, \tag{7.24}$$

где Ei — интегральная экспоненциальная функция, определяемая выражением

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u}\,du. \tag{7.25}$$

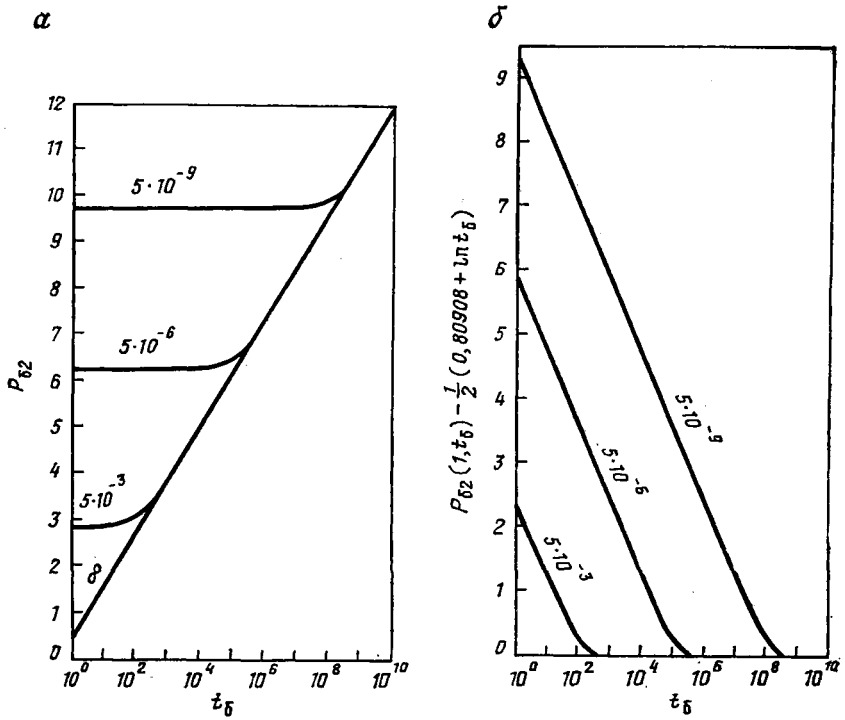


Рис. 7.3. Графическая иллюстрация решения Уоррена—Рута [1] (уравнение (7.24)) для бесконечного пласта $\omega=0$ и некоторых конкретных значений λ.
Шифр кривых — значения λ

а. Обсуждение графического представления

Решение уравнения (7.24) в графической безразмерной форме представлено на рис. 7.3 и 7.4 для некоторых значений параметров λ и ω, характеризующих свойства трещиноватого пласта. На графике рис. 7.4, *а* четко выделяются три характерные области. Первая область соответствует ранней стадии добычи, когда жидкость добывается главным образом из трещин. Для этой области, характеризующейся малыми значениями аргумента функции *Ei*, используя аппроксимацию $Ei(-x)=-\gamma-\ln x$ в уравнении (7.24), можно получить:

$$P_{б2}=\frac{1}{2}\left(0{,}80908+\ln t_б+\ln\frac{1}{\omega}\right), \qquad (7.27)$$

т. е. прямую линию в координатах P—$\log t$.

Если вмещающей способностью трещиноватой системы можно пренебречь, т. е. если $\omega=0$, то начало добычи характеризуется скачком давления, который отражает отсутствие возможности накопления жидкости в трещинах (рис. 7.3, *а*).

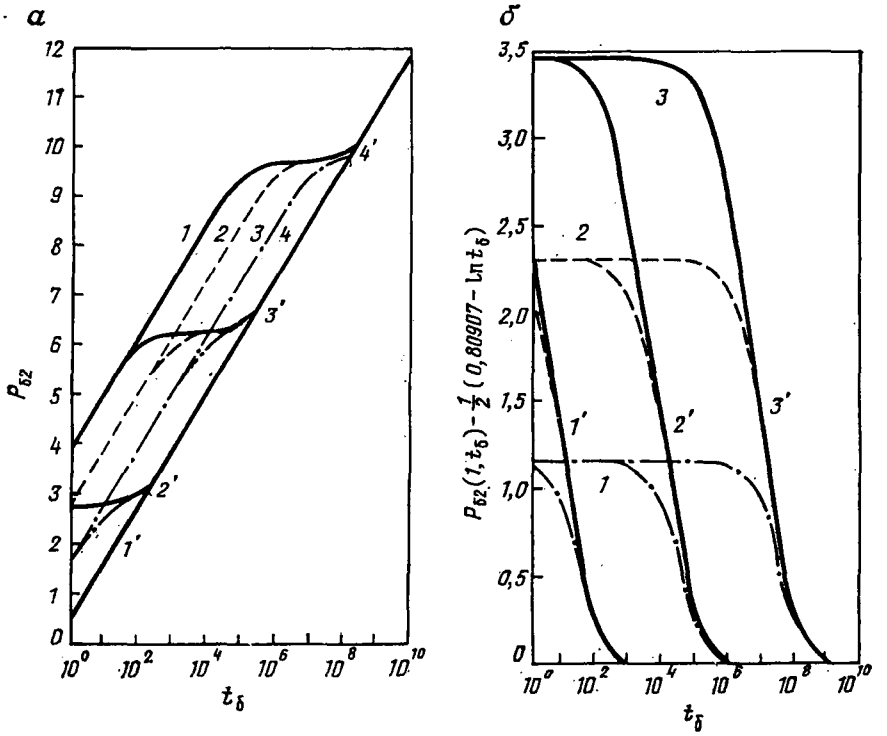


Рис. 7.4. Графическая иллюстрация решения Уоррена—Рута [1] (уравнение (7.24)) для бесконечного пласта и некоторых конкретных значений параметров ω и λ.

Значения ω: *1* — 0,001, *2* — 0,01, *3* — 0,1, *4* — 1; значения λ: *1'* — 0, *2'* — $5\cdot10^{-3}$, *3'* — $5\cdot10^{-6}$, *4'* — $5\cdot10^{-9}$

Вторая область соответствует переходной стадии, на которой зависимость давления от времени в трещинах остается приблизительно постоянной, что соответствует ранним стадиям снабжения трещинной системы жидкостью из матричных блоков. Образование и продолжительность этой переходной области зависит как от ω, так и от λ.

Третья область соответствует большим значениям времени, когда достигается квазистационарное течение и весь пласт работает как эквивалентный однородный пласт. Поскольку проницаемость блоков низкая по сравнению с проницаемостью трещиноватой системы и ею можно пренебречь, то добыча из эквивалентного однородного пласта определяется проницаемостью трещин, а поведение пласта подобно тому, которое описывается в гл. 6.

б. Аналитические наблюдения

При больших значениях времени обе *Ei*-функции в уравнении (7.24) стремятся к 0, поэтому

$$P_{\text{б}} = \frac{1}{2}(0{,}80908 + \ln t_{\text{б}}) = \frac{1}{2}\ln 2{,}25t_{\text{б}} = 1{,}15\log 2{,}25t_{\text{б}}. \qquad (7.28)$$

В этом случае прямая линия будет параллельна линии, соответствующей начальной стадии добычи, и сдвинута по вертикали на $\ln\sqrt{1/\omega}$. Наклон обеих линий равен —1,15/цикл. На рис. 7.3, *б* и 7.4, *б* показано отклонение прямых от асимптотического поведения, т. е.:

$$\Delta_{\text{б}} = P_{\text{б2}}(1,\ t_{\text{б}}) - \frac{1}{2}(0{,}80908 + \ln t_{\text{б}}) = Ei\left[-\frac{\lambda t_{\text{б}}}{\omega(1-\omega)}\right] -$$

$$- Ei\left(-\frac{\lambda t_{\text{б}}}{1-\omega}\right). \qquad (7.29)$$

Разностные кривые, полученные по уравнению (7.29), пересекают ось $\Delta_{\text{б}}$ в точке

$$\Delta_{\text{б1}} = \ln\sqrt{1/\omega}. \qquad (7.30)$$

Точка пересечения с осью $P_{\text{б2}}$, касательной к разностной кривой в точке перегиба при $t_{\text{б}} = 1$, определится как

$$\Delta_{\text{б2}} = [-\gamma - \ln\lambda/(1-\omega)]/2. \qquad (7.31)$$

Если $\Delta_{\text{б1}}$ и $\Delta_{\text{б2}}$ — известные величины, полученные в результате исследования скважины на приток, то могут быть определены параметры ω и λ, характеризующие трещиноватый пласт с двумя видами пустотности.

7.1.2.2. Кривые восстановления давления в бесконечном пласте

Уравнение, описывающее восстановление давления, может быть непосредственно получено суперпозицией решений уравнения (7.24) следующим образом:

$$\Delta P_{\text{б2}} = \frac{1}{2}\left\{\ln\frac{t_{\text{б}} + \Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{б}}} + Ei\left[-\frac{\lambda(t_{\text{б}} + \Delta t_{\text{б}})}{\omega(1-\omega)}\right] -\right.$$

$$\left. - Ei\left[-\frac{\lambda\Delta t_{\text{б}}}{\omega(1-\omega)}\right] - Ei\left[-\frac{\lambda(t_{\text{б}} + \Delta t_{\text{б}})}{1-\omega}\right] + Ei\left[-\frac{\lambda\Delta t_{\text{б}}}{1-\omega}\right]\right\}, \qquad (7.32)$$

где $t_{\text{б}}$ — безразмерное время работы добывающей скважины; $\Delta t_{\text{б}}$ — безразмерное время с момента закрытия скважины.

Для больших значений времени добычи функция Ei, в которую входит параметр $t_{\text{б}}$, будет быстрее стремиться к 0, и поэтому асимптотическое решение уравнения (7.32) сводится к следующему:

$$P_{\text{б2}} = \frac{1}{2}\left\{\ln\frac{t_{\text{б}} + \Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{б}}} - Ei\left[-\frac{\lambda\Delta t_{\text{б}}}{\omega(1-\omega)}\right] + Ei\left[-\frac{\lambda\Delta t_{\text{б}}}{1-\omega}\right]\right\}. \qquad (7.33)$$

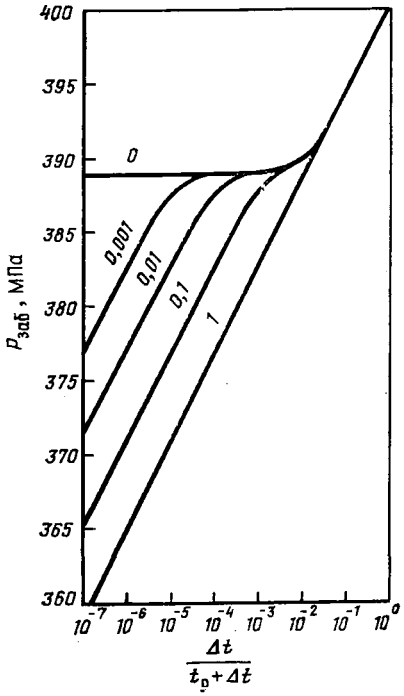


Рис. 7.5. Типичные кривые восстановления давления [1] для бесконечного пласта.

$\lambda=5\cdot10^{-6}$ для всех случаев; $q=18{,}4$ м³/сут; $t=21$ сут; $P_{заб}$ — забойное давление; шифр кривых — значения ω

а. Графическое решение

Уравнения (7.32) и (7.33) имеют те же ограничения, что и уравнение (7.24), т. е. $\Delta t>100\omega$ для $\lambda\ll1$ или $\Delta t_б>100\lambda—1/\lambda$ для $\omega\ll1$ и $\lambda t_б>3$.

Вид уравнения (7.33) подобен виду уравнения (7.24), следовательно, и решения их подобны. На рис. 7.5 представлены типичные кривые восстановления давления при $\lambda=$const и ω, принимающем разные значения. При восстановлении давления могут наблюдаться те же три области пласта с разным поведением, какие имеют место и при снижении давления.

Ранние стадии восстановления давления иллюстрируются на графике участком прямой линии, соответствующим заполнению трещин жидкостью.

Вторая стадия (за прямой линией) характеризуется участком кривой, соответствующим квазипостоянному давлению во времени, в течение которого происходит массовый переток жидкости из трещин в блоки.

Третья стадия соответствует периоду, когда весь пласт ведет себя как однородный, что выражается на графике прямой линией, параллельной начальному участку.

Аналогичный анализ, проведенный при исследовании кривой падения давления, дает те же значения вертикального смещения двух прямых линий относительно друг друга в плоскости графика $P_{б2}-\ln\Delta t/(t_б+\Delta t_б)$, что и при исследовании кривой восстановления давления, равные $\ln\sqrt{1/\omega^2}$. Ограничение касательной в точке перегиба разностной кривой выражается зависимостью $\Delta=P_{б2}-\ln\Delta t_б/(t_б+\Delta t_б)$ от $\ln t_б/(t_б+\Delta t_б)$. Это выражение получено для начального времени восстановления давления при $\Delta t=0$, или

$$\ln\Delta t\,(t_б+\Delta t_б)=\Delta.$$

Результат оказался тем же, что и для падения давления, т. е.:

$$\Delta=[-\gamma-\ln\lambda/(1-\omega)]/2.$$

Таким образом, параметры λ и ω могут быть определены одним и тем же способом на основе результатов исследования скважин при падении или восстановлении давления.

б. Аналитическое решение

Как следует из определения безразмерных параметров ω и λ (уравнения (7.17)), ω представляет собой отношение вмещающей способности системы трещин к общей вмещающей способности пласта, тогда как способность перетока жидкости λ пропорциональна отношению проницаемости трещин к проницаемости блоков матрицы.

Из анализа λ и ω при различных условиях можно сделать следующие выводы.

Малые значения ω свидетельствуют (уравнения (7.17)) о низкой вмещающей способности трещин и высокой вмещающей способности блоков матрицы, при этом характер зависимости представляется на рис. 7.4 и 7.5 большим участком квазипостоянного давления при переходе от первых стадий эксплуатации до асимптотического приближения к постоянному перепаду.

Малые величины ω, как следует из уравнений (7.17), означают, что при постоянной величине коэффициента удельной поверхности α существуют значительные различия проницаемости трещин и матричных блоков.

Анализ исследования кривых восстановления давления позволяет определить ω и коэффициенты $\Phi_1 C_1$ и $\Phi_2 C_2$ отдельно для трещин и матрицы, тогда как λ определяется для матрично-трещинной системы, вскрытой данной скважиной. Для получения большей информации о параметрах, обусловливающих величину коэффициента λ, необходимы дополнительные расчеты и независимые определения. Например, если в лабораторных условиях можно установить проницаемость блоков, то можно рассчитать проницаемость трещин K_2.

Следует отметить, что решение Уоррена — Рута применительно к уравнениям Баренблатта, не предполагающим некоторую правильную форму блоков или некоторую правильную систему трещин, оказывается неоправданным, на что часто указывается в литературе. Единственным условием его применения, как следует из принципа вложения систем разной пустотности друг в друга, из которого исходит Баренблатт, является то, что средние свойства породы, окружающей рассматриваемую математическую точку, должны быть определены для обеих сред.

В тех случаях, когда K_1 не определялось в лаборатории, но его значение желательно знать, необходимо рассчитать значение α по какой-либо модели трещиноватого пласта, например, состоящей из равномерно расположенных трещин с различной раскрытостью (модель Уоррена — Рута). Для такой модели уравнение α записывается следующим образом:

$$\alpha = 4n(n+2)/L^2, \tag{7.34}$$

где n — число взаимно перпендикулярных групп трещин ($n=1, 2, 3$); L — характерный размер блоков, соответственно равный

$$L = a \text{ для } n = 1$$
$$L = 2ab/(a+b) \text{ для } n = 2 \qquad (7.35)$$
$$L = 3abc/(ab+bc+ca) \text{ для } n = 3,$$

Здесь a, b, c — длина различных перпендикулярных сторон блока.

7.1.2.3. Кривые восстановления давления в конечном пласте

а. Случай падения давления

Уорреном и Рутом было предложено также решение, описывающее падение давления в ограниченном (конечном) пласте. В этом случае третье условие в системе уравнений (7.16) заменяется условием отсутствия притока через непроницаемую границу, а именно:

$$r_б = R_б; \quad \partial P_{б2}/\partial r_б = 0; \quad t_б > 0, \qquad (7.36)$$

где $R_б$ — безразмерный радиус пласта.

Соответствующее решение выглядит так:

$$P_{б2}(1, t_б) = \left(\frac{2}{P_б^2 - 1}\right)\left\{\frac{1}{4}\, t_б + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda}\,[1 - \exp(-\lambda t_б/\omega\,(1-\omega)] - \right.$$
$$\left. - [3R_б^4 - 4R_б^4 \ln R_б - 2R_б^2 - 1)/4\,(R^2 - 1)^2]\right\}.$$

Для больших значений $R_б$ и $t_б$ решение будет следующим:

$$P_{б2} = \frac{2}{R^2}\left\{t_б + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda}\,[1 - \exp(-\lambda t_б/\omega\,(1-\omega) - 0{,}75 - \ln R_б]\right\}. \qquad (7.38)$$

Решение ограничивается условием $t_б > 100\,\omega R^2$ для $\lambda \ll 1$ или $t_б > 100R^2 - 1/\lambda$ для $\omega \ll 1$.

Из данного решения можно сделать следующие выводы.

Давление асимптотически стремится к линейной функции безразмерного времени $t_б$ с наклоном $(R_б^2 - 1)/2$ и ограничивается приблизительно при значении $[\ln R_б - 0{,}75 + 2\,(1-\omega)^2/\lambda R_б^2]$.

Логарифм отклонения от асимптоты также является линейной функцией $t_б$ с наклоном $-\lambda/2, 3\omega\ (1-\omega)$ циклов и ограничивается при $r=0$, имея значение $\log[2(1-\omega)^2/\lambda(R_б^2 - 1)]$.

Анализ исследования скважины на приток позволяет определить ω, λ и $R_б$.

б. Случай восстановления давления

Уравнение восстановления давления получается методом суперпозиции ранее полученных решений и представляется в следующем виде:

$$P_{б2} = \frac{2}{R^2}\left\{\Delta t_б + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda}\,[1 - \exp(-\lambda t_б/\omega\,(1-\omega)]\right.. \qquad (7.39)$$

Это решение ограничивается условием $\Delta t_б > 100\omega R^2$ для $\lambda \ll 1$ или $\Delta t > 100R^2 - 1/\lambda$ для $\omega \ll 1$, а также для $\lambda \Delta t_б > 5\omega$.

7.1.3. Другие модели и решения

7.1.3.1. Модель и решение Оде [3]

Оде [3] вывел уравнение течения при тех же допущениях, что и Баренблатт, пользуясь несколько иным способом определения параметров трещиноватого пласта.

Решение для радиального течения в бесконечном пласте при тех же начальных и граничных условиях, что и в решении Уоррена — Рута [1], аналогично решению уравнения (7.24). Оде считает, что на графике P—$\log t$ первый участок в виде прямой линии и переходный период никогда не наблюдаются. Для обоснования своего вывода он выбрал определенные значения аргумента функций Ei, при которых эти функции быстро пропадают, и, исходя из этого, сделал заключение, что все трещиноватые пласты ведут себя как однородные.

Анализируя решение Оде, Уоррен и Рут рассчитали зависимости между параметрами трещиноватой породы, определенными Оде и приведенными в уравнении (7.24). Сравнение этих зависимостей показало идентичность уравнения Оде и уравнения (7.24).

Уоррен и Рут приводят также результаты некоторых промысловых исследований, показывающих наличие на графике P—$\log t$ первоначального отрезка прямой линии и переходной зоны (к течению, характерному для однородного пласта). Можно сделать заключение, что решение Уоррена — Рута описывает общий случай течения в трещиноватых пластах, тогда как случаи, рассмотренные Оде, являются исключениями.

7.1.3.2. Решение Каземи [4]

Каземи и др. [4] решили уравнения Баренблатта при допущениях, принятых Уорреном и Рутом. Считая радиус скважины равным 0 и используя метод Уоррена — Рута, они получили следующее выражение:

$$P_{б2} = L^{-1}\left[\frac{K_0\,(V_б\sqrt{Sf(S)}}{S}\right], \qquad (7.40)$$

где $f(S)$ определяется по уравнению (7.23).

Аппроксимация функции Бесселя K_0 первыми членами возрастающего ряда (уравнение 7.23) позволяет произвести обратное преобразование уравнения (7.40) и, кроме того, получить его решение

как функцию радиуса, удобную для интерпретации исследований скважин на интерференцию. Уравнение выражается в виде:

$$P_{б2}(r_б t_б) = \frac{1}{2}\left[0{,}80908 \ln (t_б/r_б^2) + Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right) - \right.$$

$$\left. - Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right]. \qquad (7.41)$$

Это решение можно считать удовлетворительной аппроксимацией для $t_б > 100\, r_б^2$.

Результаты расчетов для определенных значений $r_б$, ω и λ представлены на рис. 7.6 в сравнении с результатами, полученными конечно-разностными численными методами.

Характер течения, определяемый в наблюдательной скважине, становится типичным для однородного пласта, поэтому интерпретация и расчет параметров трещиноватого пласта затруднены.

7.1.3.3. Модель де Сваана и ее решение

Де Сваан [5], как и Баренблатт, рассматривал уравнение сохранения массы при фильтрации в трещинах, вводя в него член-источник, учитывающий переток жидкости из блоков матрицы в трещины:

$$\Phi_{тр} C \frac{\partial \Delta P_{тр}}{\partial t} - \frac{K_{тр.пл}}{\mu} \frac{\partial^2 \Delta P_{тр}}{\partial r^2} + u^*(\Delta P_{тр}, t) = 0, \qquad (7.42)$$

где $\Delta P_{тр} = P_{нач.пл} - P_{тек.тр}$; $P_{нач.пл}$ — начальное давление в пласте; $P_{тек.тр}$ — текущее давление в трещинах.

Переток жидкости из блока матрицы в трещину, в которой давление переменное, считается затухающим и выражается как

$$u^*(\Delta P_{тр}, t) = -\frac{2}{A_м h_{тр.пл}} \int_0^t \frac{\partial \Delta P_{тр}}{\partial t} q^{1*}(t - t_0)\, dt, \qquad (7.43)$$

где $A_м$ — площадь блоков матрицы; $h_{тр.пл}$ — толщина трещиноватого пласта; q^{1*} — поток жидкости, протекающей через границы блока за счет падения давления на какую-то величину $\Delta P_{тр}$;

$$q^{1*} = -\frac{K_м}{\mu} A_м \operatorname{grad}(\Delta P_м^1). \qquad (7.44)$$

Для блоков матрицы правильной простой геометрической формы можно рассчитать падение давления $\Delta P_м^1$ и течение жидкости через поверхность блока, а затем решить уравнение (7.42).

Рассматривались две простые геометрические формы блоков: плиты (слоистый пласт) и сферы (рис. 7.7). Для этих геометрических форм решения уравнений течения аналогичны решениям, встречающимся в задачах по теплопроводности.

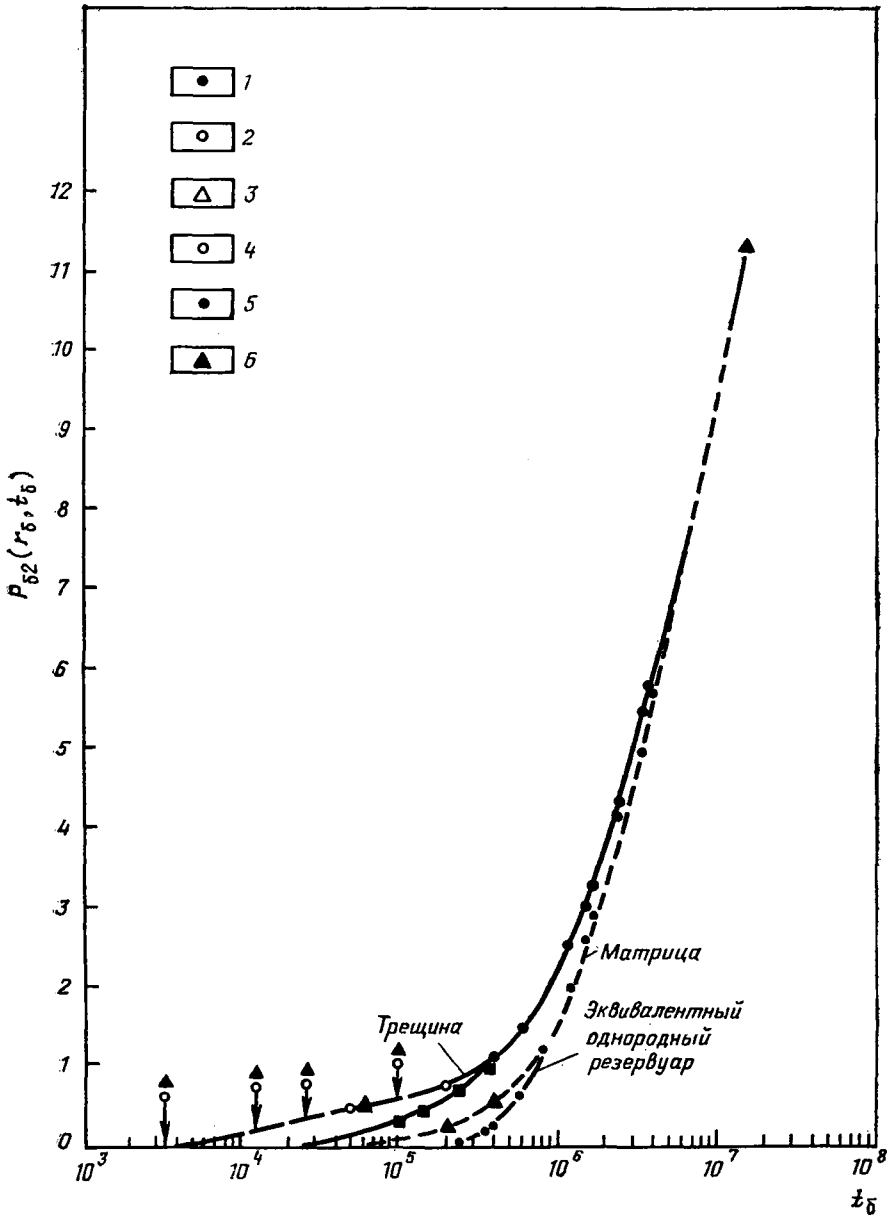


Рис. 7.6. Сравнение решения уравнения (7.41) по данным об интерференции скважин с решением конечно-разностными методами.

1 — численное решение, двумерное течение; *2* — численное решение, одномерное течение; *3* — аналитическое решение (приложение А); *4* — аналитическое решение (приложение В); *5* — эквивалентный случай течения однородной жидкости; *6* — падение давления в матрице (одномерное течение). $r_б = 17{,}65$; $\lambda = 2576 \cdot 10^{-6}$; $\omega = 0{,}024324$; $m = 0{,}55$ МПа/цикл

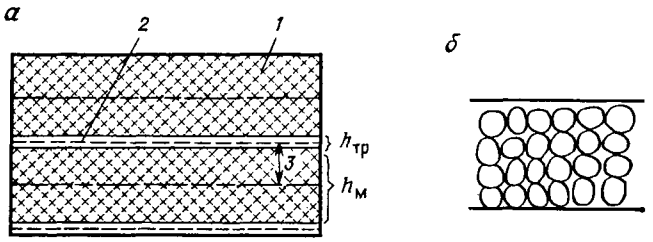


Рис. 7.7. Модели трещиновато-пористой среды в виде чередующихся слоев матрицы (*а*) и матричных сфер (*б*) [5].
1 — матрица; *2* — трещина; *3* — повторяющиеся элементы; $h_{тр}$ — диаметр трещины; $h_м$ — толщина блока матрицы

Приращение давления на границе блока для модели из плит:

$$\Delta P_м(r,\ t) = 1 - \frac{4}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n}{2n+1} e^{-\eta_м (2n+1)^2 \pi^2 t / h_м^2}, \qquad (7.45)$$

для модели из сфер:

$$\Delta P_м(r,\ t) = 1 + \frac{2r_м}{\pi r} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n} e^{-\eta_м n^2 \pi^2 t / r_м} \sin \frac{n\pi r}{r_м}, \qquad (7.46)$$

где $\eta_м$ — пьезопроводность матрицы.

Де Сваан [5] рассматривал только асимптотические решения уравнений (7.45) и (7.46), что равносильно допущению Баренблатта о квазистационарном состоянии.

Решение уравнения (7.42) представлено для граничных и начальных условий, соответствующих добыче при постоянном дебите в бесконечном пласте с начальным давлением $P_{нач.пл}$, т. е.:

$$\begin{aligned} &t = 0 && \Delta P_{тр} = 0; \\ &r = r_{скв} && \frac{\partial(\Delta P_r)}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi r_{скв} h_{тр.пл} K_{тр}}; \\ &r \to \infty && \Delta P_{тр} = 0. \end{aligned} \qquad (7.47)$$

Сжимаемость блока и трещины предполагается одинаковой. Как уже указывалось, де Сваан рассматривал только асимптотические решения, соответствующие ранним стадиям добычи и поведению однородного пласта. На ранних стадиях добычи, во время которых движение жидкости происходит только в трещинах, член, учитывающий влияние источника (уравнение (7.42)), пренебрежимо мал, и уравнение сводится к классическому уравнению течения в обычных однородных пластах. Решение этого уравнения при условиях, представленных в формулах (7.47), имеет вид:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{q\mu}{4\pi K_{\text{тр}} h_{\text{тр}}} Ei\left(-\frac{r_{\text{скв}}^2}{4\eta_{\text{тр}} t}\right), \tag{7.48}$$

где $\eta_{\text{тр}} = K_{\text{тр}}/\Phi_{\text{тр}}\mu C$ — пьезопроводность трещиноватой среды.

Для малых значений аргумента экспоненциальной интегральной функции ($r_{\text{скв}}/4\eta t < 0{,}01$) уравнение (7.48) можно аппроксимировать следующим образом:

$$\Delta P = \frac{q\mu}{4\pi h_{\text{тр}} K_{\text{тр}}} \ln\left(\frac{4\eta_{\text{тр}} t}{1{,}78 r_{\text{скв}}^2}\right). \tag{7.49}$$

На ранней стадии добычи падение давления является линейной функцией логарифма времени.

Когда жидкость добывается из трещин и падает давление, то жидкость из блоков будет перетекать в трещины. Считается, что жидкость, которая вытекает через площадь поперечного сечения $A_{\text{м}}$ блоков матрицы, распределяется по половине трещины, где ее количество приблизительно равно $A_{\text{м}} h_{\text{тр}}/2$. Де Сваан получил решение уравнения (7.42) с асимптотическими значениями уравнений (7.43) и (7.44), аналогичное (7.49), но с модифицированной пьезопроводностью.

Для модели из плит:

$$\eta = 1 \Big/ \left(\frac{1}{\eta_{\text{тр.пл}}} + \frac{K_{\text{м}}}{K_{\text{тр}}} \frac{h_{\text{м}}}{h_{\text{тр.пл}}} \frac{1}{\eta_{\text{м}}}\right); \tag{7.50}$$

для модели из сфер:

$$\eta = 1 \Big/ \left(\frac{1}{\eta_{\text{тр.пл}}} + \frac{2}{3} \frac{K_{\text{м}}}{K_{\text{тр}}} \frac{r_{\text{сф}}}{h_{\text{тр.пл}}} \frac{1}{\eta_{\text{м}}}\right), \tag{7.51}$$

где $r_{\text{сф}}$ — радиус сферы.

Следовательно, при больших значениях времени зависимость между давлением и логарифмом времени опять становится линейной.

Графики зависимости P—$\log t$ на ранних стадиях добычи и при больших значениях времени будут представлены двумя параллельными линиями, так же, как у Уоррена и Рута [1].

Решение де Сваана [5] не дает новых сведений о процессе течения жидкости в трещиноватых пластах и представляет только часть решения Уоррена — Рута, причем не вносит никакой простоты.

Как показал Каземи [4], квазистационарное состояние течения из блоков матрицы в трещины наступает очень быстро, и функция источника, пропорциональная перепаду давления в блоке и трещине, является удовлетворительной. Поэтому трудно сказать, имеет ли преимущество решение функции источника с использованием правильной геометрии блока по сравнению с решением Баренблатта.

7.1.3.4. Решение Наджуриета [6]

Наджуриет рассматривал общие выражения уравнений (7.45) и (7.46) и получил решение, справедливое также и для переходного периода течения.

Используя преобразование Лапласа в уравнении (7.42) с членом-источником, полученным из уравнения (7.45) или (7.46), Наджуриет получил

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{\mu q}{2\pi r_{\text{скв}} K_2 h_2} L^{-1}\left[\frac{\sqrt{\eta(S)}\, K_0\left(r\sqrt{\frac{S}{\eta(S)}}\right)}{S^{3/2} K_1\left(r_{\text{скв}}\sqrt{\frac{S}{\eta(S)}}\right)}\right], \tag{7.52}$$

где η зависит от рассматриваемой модели блоков.

Для модели из сфер:

$$\frac{1}{\eta(S)} = \frac{1}{\eta^2} + \frac{4K_1}{K_2 h_2 h_1 S}\left[\frac{h_1}{2}\sqrt{\frac{S}{\eta_1}}\coth\left(\frac{h_1}{2}\sqrt{\frac{S}{\eta_1}}\right) - 1\right]. \tag{7.53}$$

для модели из плит:

$$\frac{1}{\eta(S)} = \frac{1}{\eta_2} + \frac{2K_1}{K_2 h_2 \sqrt{S\eta_1}}\tanh\left(\frac{h_1}{2}\sqrt{\frac{S}{\eta_1}}\right). \tag{7.54}$$

Как видно, общее решение Наджуриета (уравнение (7.52)) аналогично решению Уоррена — Рута, но с другим определением $\eta(S)$, следующим из иного определения параметров.

Решение уравнения (7.52) путем приближенного обратного (инверсивного) преобразования Лапласа (метод Шарпери) будет следующим:

$$\Delta P_2 = \frac{q\mu}{4\pi K_2 h_2} Ei\left(-\frac{r^2}{4\eta t}\right), \tag{7.55}$$

где η — функция времени, также зависящая от рассматриваемой модели трещиноватого пласта.

Для модели из плит:

$$\eta = \frac{K_2 h_2}{\mu\left(\Phi_2 C_2 h_2 + \Phi_1 C_1 h_1\sqrt{\frac{t}{\alpha}}\tanh\sqrt{\frac{\alpha}{t}}\right)}; \tag{7.56}$$

для модели из сфер:

$$\eta = \frac{K_2 h_2}{\mu\left[\Phi_2 C_2 h_2 + \Phi_1 C_1 h_1\left(\sqrt{\frac{t}{\alpha}}\coth\sqrt{\frac{\alpha}{t}} - \frac{t}{\alpha}\right)\right]}, \tag{7.57}$$

где $\alpha = h^2_1/4\gamma\eta_1$; γ — константа Эйлера.

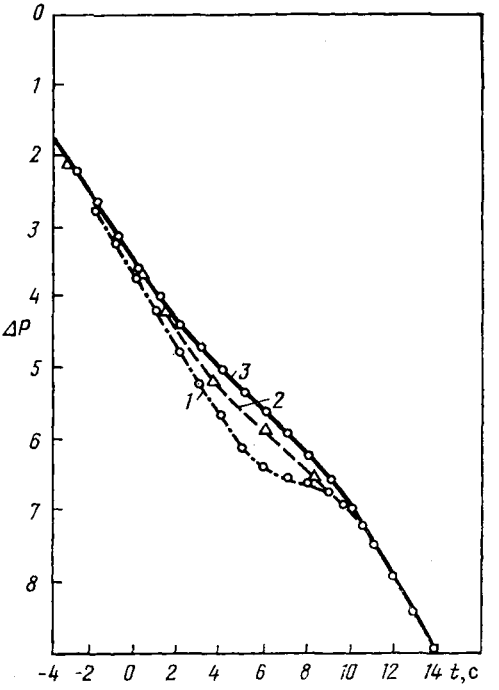


Рис. 7.8. Графическое сравнение решений Уоррена — Рута (*1*), Каземи (*2*) и Наджуриета (*3*) [6]

Сопоставление этого решения с решением Уоррена — Рута и Каземи приводится на рис. 7.8.

7.1.4. Особая модель — модель Полларда

Теория Полларда [3] была разработана по данным анализа результатов кислотной обработки скважин в трещиноватых карбонатных коллекторах. Согласно этой теории, движение жидкости в пласте происходит в результате одновременного расширения жидкости, насыщающей пустоты обеих систем — матрицы и трещин. Это положение может быть выражено следующим образом:

$$C_{тр}\Phi_{тр}\frac{\partial P_{тр}}{\partial t} = \alpha\,(P_{м} - P_{тр}); \tag{7.58}$$

$$C_{м}\Phi_{м}\frac{\partial P_{м}}{\partial t} = C_{тр}\Phi_{тр}\frac{\partial P_{тр}}{\partial t}, \tag{7.59}$$

откуда получается дифференциальное уравнение

$$\frac{\partial^2 P_{м}}{\partial t^2} + A\frac{\partial P_{м}}{\partial t} = 0, \tag{7.60}$$

где

$$A = \frac{C_{тр}v_{тр} + C_{м}v_{м}}{C_{тр}C_{м}v_{тр}v_{м}}\,\alpha. \tag{7.61}$$

Если уравнение (7.61) проинтегрировать при следующих граничных условиях:

для начальной стадии разработки при $t=0$ $P_{нач.тр}=P_{нач.м}$;

для более поздней стадии при $t>0$ уравнение материального баланса при расширении жидкости

$$v_{тр}C_{тр}\,(P_{нач.тр} - P_{пл}) = v_{м}C_{м}\,(P_{пл} - P_{нач.м}); \tag{7.62}$$

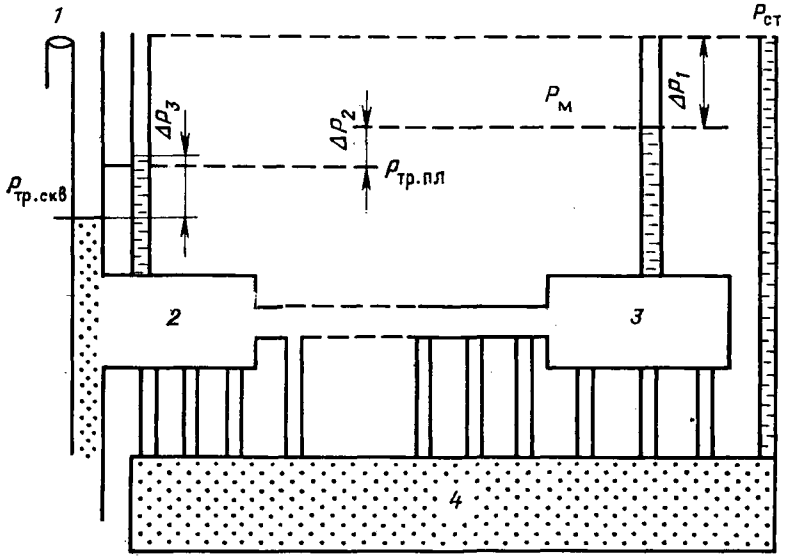


Рис. 7.9. Схематическое представление модели Полларда.
1 — ствол скважины; *2* — система трещин вокруг скважины; *3* — система трещин в зоне, удаленной от скважины; *4* — матрица

для очень поздней стадии при $t=\infty$ $P_{тр}=P_{пл}$, то более общий вид решения выражается через падение давления, связанное с временем следующим образом:

$$\Delta P = \text{const}\, e^{-\text{const}\,\Delta t} \tag{7.63}$$

что соответствует линейной зависимости между ΔP и Δt.

Процесс течения при условиях снижения или восстановления давления в скважине после ее закрытия рассматривается как процесс, происходящий в трех зонах, что схематически показано на рис. 7.9.

Первая зона представляет собой зону трещиноватой системы вокруг скважины, в первую очередь реагирующую на изменение давления в скважине, связанное с изменением дебита при пуске или остановке ее.

Вторая зона, которая реагирует во вторую очередь, — это система трещин всего пласта в целом.

Третья зона — зона матрицы, которая реагирует на снижение или восстановление давления в скважине на поздней стадии. Давление в матрице начнет или восстанавливаться — в случае остановки скважины, или падать — в случае ее пуска.

Если давление в каких-то зонах пласта сравнивать с пластовым давлением $P_{пл}$ и давлением в скважине $P_{скв}$, то можно выделить три значения депрессии: ΔP_1 — перепад между пластовым давлением $P_{пл}$ и давлением в матрице $P_м$; ΔP_2 — перепад между давле-

нием в матрице $P_м$ и пластовым давлением в трещинной системе всего пласта $P_{тр.пл}$; ΔP_3 — перепад давления между давлением в системе трещин всего пласта $P_{тр.пл}$ и давлением в системе трещин вокруг скважины $P_{тр.скв}$.

На основании этой модели суммарное падение давления будет выражаться следующим образом:

$$\Delta P_{общ} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3, \tag{7.64}$$

или

$$\Delta P_{общ} = P_{пл} - P_{тр.скв} = C_P e^{-m_1 \Delta t} + D_P e^{-m_2 \Delta t} + E_P e^{-m_3 \Delta t}, \tag{7.65}$$

или

$$\Delta P_1 = C_P e^{-m_1 \Delta t}; \tag{7.66}$$

$$\Delta P_2 = D_P e^{-m_2 \Delta t}; \tag{7.67}$$

$$\Delta P_3 = E_P e^{-m_3 \Delta t} = (P_{пл} - P_{тр.скв} - C_P - D_P) e^{-m_3 \Delta t}. \tag{7.68}$$

Поллард [3] и Пирсон [8] вывели дополнительные соотношения, позволяющие оценивать мелкие пустоты (поры матрицы) и крупные пустоты (системы трещин) на основе общего баланса движения жидкостей во всем пласте.

Поскольку рассмотрение общего баланса предусматривало оценку состояния всего пласта, эти соотношения должны были включать средние значения давления. Трудно понять, каким образом такой общий баланс может относиться к описанию динамики восстановления давления в скважине, но тем не менее уравнение (7.63), выведенное Поллардом, оказалось аналогичным уравнению модели Уоррена — Рута для случая восстановления давления в ограниченном пласте (упрощенное уравнение (7.39)).

Вообще говоря, трудно поверить в то, что кривые восстановления давления в модификации Полларда отражают истинное поведение трещиноватого пласта. Однако нелегко провести анализ тех факторов, которые могли изменить результаты и позволить вывести соотношения, описывающие восстановление давления, подобные уравнению (7.68). Уоррен и Рут, говоря о модели Полларда, утверждали: «Существует ограниченная вероятность того, что использование зависимости $\log(P_{пл} - P_{скв})$ от времени дает возможность полного описания характеристик исключительно по данным измерения давления после отбора определенного количества жидкости». Далее они отмечают: «Вполне вероятно, что любую быстро убывающую функцию можно аппроксимировать рядом, состоящим из экспоненциальных членов, охватывающих интервал постоянного изменения величины».

7.2. Обсуждение модели Уоррена—Рута [1]

Так как модель Уоррена — Рута действительно представляет наилучший метод описания процесса фильтрации жидкости в трещиноватом пласте в условиях неустановившегося режима фильтрации, интересно рассмотреть фигурирующие в уравнениях размерные и безразмерные параметры в их связи с физикой процесса. На основании детального анализа также представляется возможным разработать методологию интерпретации данных о давлении в период неустановившегося режима.

7.2.1. Основное размерное уравнение

Динамическое давление на забое скважины в период неустановившегося режима $P_{\text{тр.скв}}$ на основании безразмерных параметров λ, ω, $t_{\text{б}}$ и с учетом изменения давления относительно статического (пластового) $P_{\text{нач.пл}}$ выражается следующими уравнениями для основных четырех случаев, относящихся к бесконечному и ограниченному пластам при падении и восстановлении давления:

падение давления при $R=\infty$ (бесконечный пласт)

$$P_{\text{тр.скв}} = P_{\text{нач.пл}} - m'\left\{\log t_{\text{б}} + 0{,}351 + 0{,}435Ei\left[-\frac{\lambda t_{\text{б}}}{\omega(1-\omega)}\right] - \right.$$

$$\left. - 0{,}435Ei\left[-\frac{\lambda t_{\text{б}}}{1-\omega}\right]\right\}; \qquad (7.69)$$

падение давления при $R=R_0$ (ограниченный пласт)

$$P_{\text{тр.скв}} \approx P_{\text{нач.пл}} - \frac{1{,}74m'}{R_0^2}\left\{t_{\text{б}} + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda}\left[1 - \exp\left(-\frac{\lambda t_{\text{б}}}{\omega(1-\omega)}\right)\right] - \right.$$

$$\left. - 0{,}87m'(\ln R_0 - 0{,}75)\right\}; \qquad (7.70)$$

восстановление давления при $R=\infty$ (бесконечный пласт)

$$P_{\text{тр.скв}} = P_{\text{нач.пл}} - m'\left\{\log\frac{t_{\text{б.п}} + \Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{б}}} - 0{,}435Ei \times \right.$$

$$\left. \times\left(-\lambda\Delta t_{\text{б}}/\omega(1-\omega) + 0{,}435Ei\left(-\frac{\lambda\Delta t}{(1-\omega)}\right)\right)\right\}; \qquad (7.71)$$

восстановление давления при $R=R_0$ (ограниченный пласт)

$$P_{\text{тр.скв}} = P_{\text{нач.пл}} - \frac{1{,}74m'}{R_0^2}\left[t_{\text{б.п}} + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} - \right.$$

$$\left. - \exp\left(-\lambda\Delta t_{\text{б}}/\omega \times (1-\omega)\right)\right], \qquad (7.72)$$

где $t_{\text{б.п}}$ — характерное время перетока,

$$\Delta P_{б}(1,\ t_{б}) = P_{б.нач} - P_{б2} = (P_{нач.пл} - P_{скв})/m = \Delta P_{скв}/m; \qquad (7.73)$$

$$m' = \frac{2{,}3}{2} m = 1{,}15\,\frac{q\mu B}{2\pi K_2 h}. \qquad (7.73')$$

Приближенное решение уравнений (7.69) и (7.70), полученное для падения давления, справедливо, если:

$t_{б} > 100$, или

$t_{б} > 100\omega$ для $\lambda \ll 1$, или $t_{б} > 100 - 1/\lambda$ для $\omega \ll 1 \rightarrow$ случай $R = \infty$;

$t_{б} > 100\omega R^2$ для $\lambda \ll 1$, или $t_{б} > 100R^2 - 1/\lambda$ для $\omega \ll 1 \rightarrow$ случай $R \neq \infty$.

Приближенное решение уравнений (7.71) и (7.72), полученное для восстановления давления, справедливо, когда

$t_{б.р} \geqslant 3/\lambda$ или $t_{р} \geqslant 3/\theta\lambda$;

или если

$\lambda \ll 1 \rightarrow t_{б\,min} = 100\,\omega$ или $\Delta t_{min} = 100\,\omega/\theta$;

$\omega \ll 1 \rightarrow \Delta t_{б\,min} = 100 - 1/\lambda$ или $\Delta t_{min} = (100 - 1/\lambda)/\theta$.

Уравнения (7.69), (7.70), (7.71) и (7.72) являются модифицированной формой соответственно уравнений (7.24), (7.37), (7.33) и (7.39).

7.2.2. Основные безразмерные параметры

а. Параметр ω, характеризующий вмещающую способность трещинной системы в безразмерной форме, можно выразить как функцию общей вмещающей способности пласта в следующем виде:

$$\omega = \frac{\Phi_2 C_2}{\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2} = \frac{1}{1 + \dfrac{\Phi_1 C_1}{\Phi_2 C_2}} = \frac{1}{1 + SCR}, \qquad (7.74)$$

где SCR — соотношение вмещающей способности пор матрицы и системы трещин.

Очевидно:

если $\Phi_2 C_2 \gg \Phi_1 C_1$, $SCR \longrightarrow 0$ и $\omega \longrightarrow 1$ — это трещиноватый пласт с ничтожно малой пористостью матрицы;

если $\Phi_1 C_1 \gg \Phi_2 C_2$, $SCR \longrightarrow \infty$ и $\omega \longrightarrow 0$ — это пласт с межзерновой пустотностью при пренебрежимо малом влиянии трещин;

значения ω между 0 и 1 свидетельствует о наличии в пласте двойной пустотности.

б. Параметр λ характеризует межпустотный переток жидкостей в безразмерной форме, т. е. интенсивность фильтрации из матрицы в трещины, и, наоборот, зависящую от соотношения проницаемо-

стей K_1/K_2 (для порового пространства и системы трещин) и поверхности контактов в единице объема породы:

$$\lambda = \alpha \frac{K_1}{K_2} r^2_{\text{скв}}. \tag{7.75}$$

Для данного значения α очевидно:

если $K_1 \approx K_2$, процесс фильтрации становится аналогичным процессу фильтрации в пласте с одним видом пустотности — пористостью;

если $K_1 \ll K_2$, процесс фильтрации будет происходить как в пласте с двойной пустотностью.

С другой стороны, если соотношение K_1/K_2 постоянно, то:

при высоких значениях α будет отмечаться большая поверхность контакта за счет меньших размеров блоков матрицы, высокой плотности трещин;

при низких значениях α будет отмечаться меньшая поверхность контакта за счет больших размеров блоков матрицы, низкой плотности трещин.

в. При использовании модели Уоррена — Рута для различных пластов отмечалось, что эта модель дает удовлетворительные результаты в случае значительного различия между вмещающими и фильтрационными свойствами матрицы и трещин, которое отражается безразмерными параметрами λ и ω. На основании различных расчетов был установлен следующий порядок величин этих параметров:

$10^{-3} < \lambda < 10^{-9}$ — соответствует малым значениям α — блоки больших размеров, малым значениям K_1 — непроницаемая матрица, и высоким значениям K_2 — значительная раскрытость трещин;

$10^{-2} < \omega < 10^{-4}$ — соответствует $\Phi_1 C_1 \gg \Phi_2 C_2$, и часто $\Phi_1 \gg \Phi_2$.

С другой стороны, очевидно, что пределы применимости безразмерных параметров $\omega \longrightarrow 0$, $\lambda \longrightarrow 0$ и $\omega \longrightarrow 1$, $\lambda \longrightarrow \infty$ обусловлены основными физическими параметрами, такими, как пустотность (пористость), проницаемость, плотность трещин и размер блоков. В некоторых предельных случаях система с двойной пустотностью может быть сведена к системе с одним видом пустотности (табл. 7.1, случаи 1, 3, 5, 6).

Детальный анализ свидетельствует о том, что определенные трещиноватые пласты, для которых значения основных параметров, выражающих физические свойства, приближаются к критическим, будут вести себя как пласты с одним видом пустотности. Если же отмечается контрастность характеристик компонент в системах с двойной пустотностью (матрицы и трещины) (случаи 2, 7, 8), основные данные о пласте могут быть определены на основе модели Уоррена — Рута.

г. Параметр $t_б$ представляет собой безразмерное время:

$$t_б = \theta t = \frac{\alpha'}{r^2_{\text{скв}}} t = \frac{K_2}{(\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2)\, \mu r^2_{\text{скв}}} t, \tag{7.76}$$

Таблица 7.1

Случай	При значениях		Вмещающая способность ω		Переток (течение) между матрицей и трещинами λ	Густота трещин	Размеры блока	Пустотность		Наблюдения	
								одного вида	двух видов	Система	Тип пласта
1	$\omega \approx 0$	$\Phi_2 C_2 = 0$	0	Высокая	—	0	—	Поры		Только матрица	С межзерновой пустотностью
2	$\omega \to 0$	$\Phi_1 C_1 \gg \Phi_2 C_2$	Низкая	Высокая	—	Незначительная	Большие		Преобладает матричная	Матрица и трещины	Трещиноватый с двумя видами пустотности
3	$\omega \to 1$	$\Phi_2 C_2 \gg \Phi_1 C_1$	Высокая	Низкая	—	Значительная	Очень маленькие	Трещины		Только трещины	Трещиноватый с одним видом пустотности
4	$\lambda = 0$	$K_1 = 0$	—	—	Слабый	—	—	Трещины		Только трещины	Трещиноватый с одним видом пустотности
5		$a = 0$	—	—	Слабый	0	Очень большие	Поры		Только матрица	С межзерновой пустотностью
6	$\lambda \to \infty$	$a \to \infty$	—	—	Очень сильный	Очень значительная	Очень маленькие	Трещины		Только трещины	Трещиноватый с одним видом пустотности
		$K_1 \gg K_2$	—	—		—	—	Поры		Только матрица	С межзерновой пустотностью
7	$0 < \lambda < 1$	$aK_1 \ll K_2$ a — мало	—	—	Сильный	Средняя	Средние		Трещины и поры	Матрица и трещина	Трещиноватый с двумя видами пустотности
8	$0 < \lambda < 0{,}01$ $0 < \omega < 0{,}1$	$K_2 \gg K_1$ $\Phi_1 C_1 \gg \Phi_2 C_2$	—	—	Нормальный	Средняя	Средние		Трещины и поры	Матрица и трещины	Классический с двумя видами пустотности

где $a'=K_2/(\Phi_1 C_1+\Phi_2 C_2)$ — комплексный коэффициент пьезопроводности, так как в него входят емкость матрицы и трещин, а проницаемость только трещин.

д. Влияние на функции Ei разных значений ω, λ, $t_б$ показано в табл. 7.2. При различных предельных значениях параметров ω, λ и $t_б$ отмечаются либо логарифмическая аппроксимация функций Ei, либо тенденция функций Ei и экспоненциальных функций к нулю. Эти пределы используются при интерпретации уравнений (7.69), (7.70), (7.71) и табл. 7.2.

7.2.3. Динамика падения давления в случае $R=\infty$

7.2.3.1. Уравнения, выражающие падение давления

Наиболее общее уравнение, выражающее падение давления, основанное на уравнениях (7.73) и (7.69), записывается в виде суммы функций $Ei\,(-z)$:

$$\Delta P_б = \frac{1}{2}\left[-Ei\left(\frac{1}{4t_б}\right)+Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б\right)-Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}t_б\right)\right]. \quad (7.77)$$

Функции Ei могут быть апроксимированы выражениями

$Ei\,(-z)\approx \ln z+0{,}576\approx \ln 1{,}78\,z$, если $0<z<0{,}050$;

$Ei\,(-z)\approx Ei\,(-z)$, если $0{,}05<z<10$;

$Ei\,(-z)\approx 0$, если $10<z<\infty$,

поэтому упрощенные уравнения, представленные в табл. 7.3, получены как функции λ, ω и $t_б$.

а. Стадии падения давления

По мере изменения безразмерного времени выделяются три стадии падения давления.

Ранняя стадия. Для данных значений λ, ω и θ и очень малых значений времени первый член в правой части уравнения (7.77) будет пренебрежимо мал по сравнению со вторым и третьим (см. табл. 7.3), в результате

$$\Delta P_б=\Delta P_{б\,\omega}=\frac{1}{2}\ln\frac{1}{\omega}, \quad (7.78)$$

или в размерной форме

$$\Delta P_\omega = m'\log 1/\omega, \quad (7.78')$$

откуда

$$\omega = e^{-2{,}3\,\Delta P_\omega/m'}. \quad (7.78'')$$

Таблица 7.2

Переменные				Функции		
ω	$\lambda t_б$	λ	$t_б$	$Ei\,[-\lambda t_б/\omega(1-\omega)]$	$Ei\,[-\lambda t_б(1-\omega)]$	$\exp[\lambda t_б/\omega(1-\omega)]$
0	0—0,05	$0—0{,}05/t_б$	$0—0{,}05/\lambda$	$Ei(-\infty)=0$	$\ln 1{,}78\lambda t_б$	$1/\infty\approx 0$
	0,05—10	$0{,}05/t_б—10/t_б$	$0{,}05/\lambda—10/\lambda$	$Ei(-\infty)=0$	$Ei(-\lambda t_б)$	$1/\infty\approx 0$
	$10\to\infty$	$10/t\to\infty$	$10/\lambda\to\infty$	$Ei(-\infty)=0$	$Ei(-\infty)=0$	$1/\infty\approx 0$
	—	—	—	$Ei(-\infty)=0$	$Ei(-\infty)=0$	$1/\infty\approx 0$
0—1	$<0{,}05$	$\ll 0{,}01$	Мало	$\ln 1{,}78\dfrac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}$	$\ln 1{,}78\dfrac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$e^{-\lambda t_б/\omega(1-\omega)}$
0—1	—	0	—	∞	∞	1
1	Велико		Мало	$Ei\,[-\lambda t_б/(1-\omega)\omega]$	$Ei\,[-\lambda t_б/(1-\omega)]$	$\exp[-\lambda t_0/\omega(1-\omega)]$
1	Велико	0—1	Велико	$\to 0$	$\to 0$	$\to 0$

Логарифмическое выражение функций Ei требует выполнения условий $\lambda t_б/\omega(1-\omega) < 0{,}05$ и $\lambda t_б/(1-\omega) < 0{,}05$.

Таблица 7.3

Пределы $t_б$ при		Значения	
$Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)$	$Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б\right)$	$Ei\left(-\frac{\lambda}{(1-\omega)}t_б\right)$	$Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)$
$0<t_б<\infty$	$0<t_б<\infty$	$0<t_б<\infty$	
$0<t_б<0{,}005$	$0<t_б<0{,}025\ \frac{1-\omega}{\lambda}\omega$	$0<t_б<0.025\frac{1-\omega}{\lambda}$	0
$0{,}05<t_б<10$	$0<t_б<0{,}025\ \frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega$	$0<t_б<0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}$	$Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)$
$0{,}05<t_б<10$	$0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}\omega<t_б<5\frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega$	$0<t_б<0{,}025\ \frac{1-\omega}{\lambda}$	$Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)$
$10<t_б<\infty$	$0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega<t_б<5\ \frac{1-\omega}{\lambda}\omega$	$0<t_б<0{,}025\ \frac{1-\omega}{\lambda}$	$\ln 2{,}246\,t_б$
$10<t_б<\infty$	$0{,}025\frac{1-\omega}{\omega}\ \omega<t_б<5\frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega$	$0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}<t_б<5\frac{1-\omega}{\lambda}$	$\ln 2{,}246\,t_б$
$10<t_б<\infty$	$5\ \frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega<t_б<\infty$	$0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}<t_б<\frac{1-\omega}{\lambda}$	$\ln 2{,}246\,t_б$
$10<t_б<\infty$	$5\ \frac{1-\omega}{\omega}\ \omega<t_б<\infty$	$5\ \frac{1-\omega}{\lambda}<t_б<\infty$	$\ln 2{,}246\,t_б$

Важные

$0{,}05<t_б<10$	$5\ \frac{1-\omega}{\lambda}\omega<t_б<\infty$	$0<t_б<0{,}025\ \frac{1-\omega}{\lambda}$	$Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)$
$10<t_б<\infty$	$5\ \frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega<t_б<\infty$	$0<t_б<0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}$	$\ln 2{,}246\ t_б$
$10<t_б<\infty$	$0<t_б<0{,}025\frac{1-\omega}{\lambda}\ \omega$	$0<t_б<0{,}025\ \frac{1-\omega}{\lambda}$	$\ln 2{,}246\ \ t_б$

функций Ei		Перепад давления $\Delta P_б$	Номер уравнения
$Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б\right)$	$Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}t_б\right)$		
Без изменения		$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)+Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б\right)-Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}t_б\right)\right]$	(7.77)
$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}$	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\ln\frac{1}{\omega}$	(7.78)
$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}$	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[-Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)+\ln\frac{1}{\omega}\right]$	(7.79)
$Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\times\times t_б\right)$	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[-Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)+Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right]$	(7.80)
$Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б\right)$	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[\ln 1,26\frac{1-\omega}{\lambda}+Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right)\right]$	(7.81)
$Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б\right)$	$Ei\left(-\frac{\lambda}{4-\omega}t_б\right)$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[ln\,2,246\,t_б+Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right)-Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right]$	(7.82)
0	$Ei\left(-\frac{\lambda}{4-\omega}t_б\right)$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[\ln 2,246\,t_б-Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right]$	(7.83)
0	0	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[\ln 2,246\,t_б=\frac{1}{2}\left(\ln t_б+0,80908\right)\right.$	(7.84)

случаи

0	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[-Ei\left(-\frac{1}{4t_б}\right)-\ln 1,78\frac{\lambda}{1-\omega}t_б\right]$	(7.85)
0	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\ln 1,26\frac{1-\omega}{\lambda}$	(7.86)
$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}$	$\ln 1,78\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}$	$\Delta P_б=\frac{1}{2}\left[\ln 2,246\,t_б+\ln\frac{1}{\omega}\right]$	(7.87)

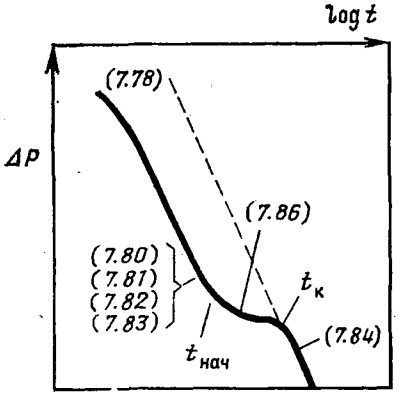


Рис. 7.10. Кривая, иллюстрирующая падение давления при использовании модели Уоррена—Рута для случая $R=\infty$. Цифры в скобках — номера уравнений

Последнее уравнение указывает на прямую взаимосвязь между относительной вместимостью ω, падением давления ΔP_ω и наклоном m' прямого участка кривой (рис. 7.10).

Промежуточная стадия. Эта стадия соответствует переходному периоду между начальным моментом времени $t_{нач}$, когда течение не подчиняется больше уравнению (7.78), и конечным моментом времени $t_к$, когда течение подчиняется уравнению (7.84). Упрощенные уравнения (7.80)—(7.83), (7.85), (7.86), в основе которых лежат безразмерные параметры $t_б$, λ,ω, приведены в табл. 7.3.

Как видно, при определенном соотношении параметров λ, ω и $t_б$ давление может оставаться постоянным во времени в течение периода установившегося режима в соответствии с уравнением

$$\Delta P_б = \frac{1}{2} \ln 1{,}26 \frac{1-\omega}{\lambda}, \qquad (7.86)$$

при использовании которого совместно с уравнением (7.78″), можно решить проблему одновременного расчета параметров λ и ω.

Конечная стадия. Падение давления на этой стадии (характеризующейся большими значениями $t_б$) выражается уравнением, аналогичным уравнению для пласта с межзерновой пористостью, так как и второй и третий члены в правой части уравнения (7.77) становятся пренебрежимо малыми по сравнению с первым членом (см. рис. 7.8). Это соответствует периоду, когда безразмерное время удовлетворяет условиям

$$t_б > 10; \quad t_б > 5\frac{1-\omega}{\lambda}; \quad t_б > 5\frac{1-\omega}{\lambda}$$

и падение давления определяется уравнением (7.84)

$$\Delta P_б = \frac{1}{2} \ln 2{,}246\, t_б = \frac{1}{2} \ln t_б + 0{,}80907,$$

или в размерном виде

$$P_{тр} = P_{нач.пл} - m' \log 2{,}246\ t_б = P_{нач.пл} - m \log 2{,}246\, \theta t, \qquad (7.87)$$

где $m' = 1{,}15\, m$.

Уравнение (7.84) выражает полустационарные условия фильтрации и описывает течение в трещинах, которое уже рассматривалось в гл. 6.

б. Анализ результатов

Ранняя и промежуточная стадии имеют место только при условии очень малых значений λ и ω, что означает наличие существенного различия между физическими свойствами матрицы и трещин. Фактически, если λ и ω имеют высокие значения, аргументы второго и третьего членов правой части уравнения (7.77) велики даже при малых значениях $t_б$ и вторая и третья функции Ei становятся пренебрежимо малы по сравнению с первой функцией Ei в правой части этого уравнения. В таком случае поведение трещиноватого пласта на ранней стадии при неустановившемся режиме фильтрации приближается к поведению непористого трещиноватого пласта, падение давления в котором выражается уравнением (7.84) (см. рис. 7.4, *а* для $\omega=0{,}1$ и рис. 7.3, *а* для $\lambda<5\cdot10^{-3}$).

И наоборот, если λ и ω малы, обе стадии, ранняя и промежуточная, будут определяющими для процесса фильтрации в течение длительного периода, пока не будет достигнута асимптота (уравнение (7.84)) (см. рис. 7.4, *а* и 7.5). Для этого периода могут быть получены упрощенные формы уравнения (7.77): как показано в табл. 7.3, уравнения (7.78) — (7.87). Многие уравнения такого рода контролируются зависимостью между λ, ω и $t_б$.

Характер падения давления, представленный на рис. 7.4, физически объясняется следующим образом. В промежуточной стадии после некоторого периода эксплуатации перепад давления, возникающий в сети трещин, способствует расширению флюида в матрице, вследствие чего флюид покидает матрицу, начиная питать трещинную систему. Вторжение флюида матрицы в трещины снижает падение давления в трещинах подобно действию закачки флюида. И только позже, к концу этой фазы, матрица начнет регулировать питание трещин, обеспечивая подачу жидкости в соот-

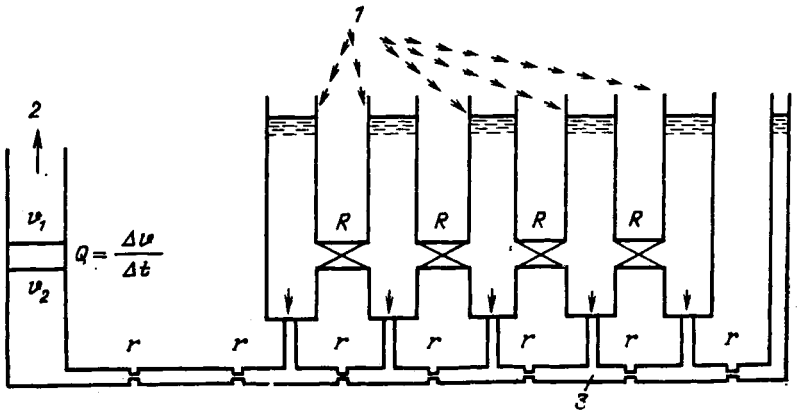


Рис. 7.11. Иллюстрация аналогии между поведением жидкости в емкостях и в трещиноватом пласте.

1 — большие резервуары (блоки матрицы); *2* — выход (скважина); *3* — трубопровод (трещины)

ветствии с дебитом скважины; при этом достигаются квазистационарные условия течения. На конечной стадии процесс фильтрации является квазистационарным, так как объем жидкости, добываемой из скважины, равен объему жидкости, поступающей из матрицы в систему трещин.

Зависимость Q от ΔP при установившемся течении характеризует исключительно течение в сети трещин, как описывалось в гл. 6. Такое течение можно считать аналогичным течению в ряде последовательно соединенных резервуаров больших размеров (блоки матрицы), которые снабжают трубопровод (сеть трещин) таким образом, что в конечном пункте (скважине) установилась определенная скорость, что схематично показано на рис. 7.11. Сопротивление R между резервуарами и трубопроводом характеризует условия фильтрации (сопротивление течению) между матрицей и сетью трещин.

7.2.3.2. Расчет характеристик пласта по падению давления при неустановившемся режиме течения

По данным о давлении, зарегистрированным во времени, можно построить диаграмму (рис. 7.12), где на оси ординат показано давление, а на оси абсцисс — время в логарифмическом масштабе.

а. Расчет проницаемости $K_2 = K_{\text{тр.пл}}$

По графику зависимости ΔP—$\log t$ (см. рис. 7.12) наклон прямой m' выражается как величина перепада давления в пределах одного цикла логарифмического масштаба времени (т. е. от 1 до 10 и т. д.):

$m' = \Delta P/\text{цикл}_{10}$.

Если m' (при ΔP в МПа) ввести в уравнение (7.73′), то

$$K_2 = K_{\text{тр.пл}} = 0{,}115 \frac{q\mu_{\text{н}} B_{\text{н}}}{2\pi h} \frac{1}{m'}. \qquad (7.88)$$

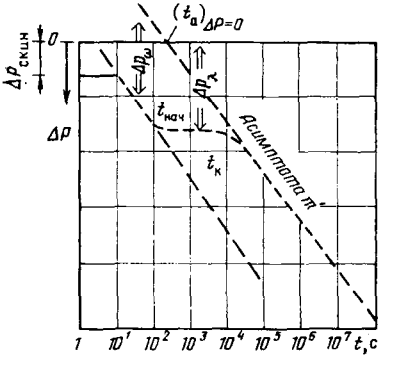


Рис. 7.12. Кривая падения давления в скважине по модели Уоррена—Рута для случая $R=\infty$ и значений ΔP_s, используемых при оценке основных параметров

б. Расчет безразмерного коэффициента времени θ

Из уравнения (7.84), выражающего зависимость безразмерного давления от безразмерного времени при условиях квазистационарного течения (асимптота),

$$\Delta P_{б} = \frac{1}{2} \ln 2{,}246\, t_{б} = 1{,}15 \log 2{,}246\, t_{б}.$$

Это уравнение в размерном виде записывается как

$$\Delta P = P_{\text{нач.пл}} - P_{\text{тр.скв}} = m' \log 2{,}246\, t_{б} = m' \log 2{,}246\, \theta t.$$

Параметр θ может быть определен из выражения:

$$\theta = \frac{0{,}445}{[t_{a}]_{\Delta P=0}}, \tag{7.89}$$

где t_{a} при $\Delta P=0$ получается экстраполяцией асимптоты (уравнение (7.84)) до $\Delta P=0$ (см. рис. 7.12). В случае значительной разницы между характеристиками матрицы и трещин время неустановившегося течения до момента достижения асимптоты может быть настолько большим (по сравнению с зарегистрированным временем), что асимптота не достигается и, следовательно, параметр θ будет невозможно рассчитать.

в. Расчет коэффициента ω*, характеризующего соотношение объемов пор матрицы и пустот трещинной системы*

Коэффициент относительной вместимости матрично-трещинной системы на основании уравнения (7.78″) выражается следующим образом:

$$\omega = \exp(-2{,}3\, \Delta P_{\omega} / m'),$$

где ΔP_{ω} находится непосредственно из диаграммы зависимости ΔP—$\log t$ на рис. 7.12.

г. Определение параметров, обусловливающих вмещающую способность матрицы и трещин $\Phi_1 C_1$ *и* $\Phi_2 C_2$

На основании уравнения (7.76) сумма отдельных значений пустотности может быть выражена следующим образом:

$$\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2 = \frac{K_2}{\mu r_{\text{скв}}^2} \frac{1}{\theta}.$$

Та же сумма на основании уравнения (7.74) будет:

$$\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2 = \frac{\Phi_2 C_2}{\omega}.$$

Совместное решение этих двух уравнений позволяет определить:

$$\Phi_2 C_2 = \frac{\omega}{\theta} \frac{K_2}{\mu r_{\text{скв}}^2} \tag{7.90}$$

и

$$\Phi_1 C_1 = \frac{\Phi_2 C_2}{\omega} - \Phi_2 C_2. \tag{7.90'}$$

д. Определение видов пустотности

Из отдельных значений пустотности, полученных по уравнению (7.90), при условии, что C_1 и C_2 известны:

$$C_1 = C_{\text{пл}} + \frac{S_{\text{в.о}} C_{\text{в}} + C_{po}}{1 - S_{\text{в.о}}} \tag{7.91}$$

$$C_2 = C_{\text{пл}}.$$

Тогда (см. гл. 4)

$$\Phi_{\text{м}} = \frac{\Phi_1}{1 - \Phi_2} \frac{1}{S_{\text{н.м}}}, \tag{7.92}$$

$$\Phi_{\text{тр}} \approx \Phi_2.$$

е. Расчет коэффициента перетока (фильтрации между матрицей и трещинами) λ

Если модель Уоррена — Рута удовлетворительно описывает поведение динамического давления, можно связать параметр λ с периодом времени неустановившегося режима, т. е. с периодом между началом взаимодействия блоков и трещин $t_{\text{нач}}$ и началом поведения системы блоков и трещин как единого пласта $t_{\text{к}}$ (см. рис. 7.12). Прямым способом расчета является определение точки пересечения касательной к дифференциальной кривой в точке перегиба при $t_{\text{б}} = 1$ по уравнению (7.31), т. е.

$$\Delta_{\text{б}}|_{t_{\text{б}}=1} = [-\gamma - \ln \lambda/(1-\omega)]/2.$$

Это уравнение аналогично уравнениям (7.83) и (7.85) для $t_{\text{б}} = 1$:

$$\Delta P_{\text{б}}|_{t_{\text{б}}=1} = -\frac{1}{2} \ln 1{,}78 \frac{\lambda}{1-\omega} = \frac{1}{2} \ln \frac{0{,}56(1-\omega)}{\lambda} =$$

$$= 1{,}15 \log \frac{0{,}56(1-\omega)}{\lambda}. \tag{7.93}$$

Если рассматривать падение давления как размерную величину при неустановившемся течении для $t_{\text{б}} = 1$, это уравнение примет вид:

$$\Delta P_\lambda = m' \log \frac{0{,}56\,(1-\omega)}{\lambda}. \qquad (7.94)$$

Таким образом, параметр λ будет определяться выражением

$$\lambda = 0{,}56\,(1-\omega)\mathrm{e}^{-2{,}3\Delta P_\lambda / m'} \qquad (7.95)$$

ж. Расчет параметра α, характеризующего поверхность блоков

Из уравнения (7.75) параметр α определяется как функция λ:

$$\alpha = \lambda \frac{K_2}{K_1} \frac{1}{r^2_{\text{скв}}}, \qquad (7.96)$$

где K_2 и α могут быть получены по зависимости P—$\log t$; величина K_1 обычно определяется в лаборатории на образцах матрицы.

з. Расчет характерного размера блока L

Как уже указывалось (уравнение (7.34)), в случае использования блоковой модели с равномерно расположенными трещинами

$$L^2 = \frac{4n\,(n+2)}{\alpha} = r^2_{\text{скв}} \frac{K_1}{K_2} \frac{4n\,(n+2)}{\lambda}. \qquad (7.97)$$

Зависимость эквивалентной длины L от α определяется количеством направлений течения:

при n направлениях фильтрации	$L^2 = 4n\,(n+2)/\alpha$	$L^2 = f(\lambda)$
3	$60/\alpha$	$60\, r^2_{\text{скв}} \frac{K_1}{K_2} \frac{1}{\lambda}$
2	$32/\alpha$	$32\, r^2_{\text{скв}} \frac{K_1}{K_2} \frac{1}{\lambda}$ (7.98)
1	$12/\alpha$	$12\, r^2_{\text{скв}} \frac{K_1}{K_2} \frac{1}{\lambda}$

Зависимость между средней длиной для параллелепипеда и ортогональными характеристиками длины представлены уравнениями (6.48) и системой уравнений (7.35).

Для расчета трещинной пустотности $\Phi_{\text{тр}}$ и раскрытости трещин b могут быть использованы модели, приведенные в табл. 6.1. При этом необходимо следовать методике, изложенной в разделе 6.2.1.

и. Зависимость между $t_{\text{к}}$ и геометрией блоков

Когда рассматривается конечное время нестационарного (переходного) режима $t_{\text{к}}$, соответствующее достижению момента, в кото-

рый течение становится квазистационарным ($t_к = t_{стц}$), зависимость между временем, пьезопроводностью матрицы и ее эквивалентной длиной можно записать в следующем виде:

$$L = \sqrt{\frac{K_1}{\Phi_1 C_1 \mu} t}. \tag{7.99}$$

После преобразования этого уравнения для выражения безразмерного времени по уравнению (7.76) получим:

$$t_{б.стц} = \frac{1}{2} \frac{\Phi_1 C_1}{\Phi_2 C_2 + \Phi_1 C_1} L^2 \frac{K_2}{K_1 r_{скв}^2}, \tag{7.100}$$

или на основании уравнений (7.17)

$$t_{б.стц} = \frac{1}{2} (1 - \omega) L^2 \frac{K_2}{K_1 r_{скв}^2}. \tag{7.101}$$

Совместное решение (7.100) и (7.97) дает:

$$t_{б.стц} = \frac{1}{2} \frac{1 - \omega}{\lambda} 4n (n + 2). \tag{7.102}$$

Обозначив

$$\varepsilon = \frac{1}{2} 4n (n + 2),$$

получим $t_{б.стц} = \varepsilon (1 - \omega)/\lambda$, если $L/a = 1$, значение выражения изменяется от 6 до 16 и 30 соответственно одному, двум и трем направлениям фильтрации.

Если блок в виде куба имеет три направления фильтрации, т. е. $n = 3$, то $4n(n+2) = 60$. Следовательно, $\varepsilon = 30$ и

$$t_{б.стц} = 30 \frac{1 - \omega}{\lambda}.$$

Пример расчета № 1

Скважина, вскрывшая трещиноватый пласт, эксплуатируется при постоянном дебите. Снимаются замеры падения давления; основные показатели следующие: $h = 240$ м; $r_{скв} = 7{,}4$ см; $K_1 = 1 \cdot 10^{-4}$ мкм^2 (по керну); $S_{в.о} = 0{,}3$ (по геофизическим данным); $\mu_н = 4{,}6$ мПа·с; $C_1 = C_{пл.эф}$ $1{,}99 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа; $C_2 = C_{пл} = 1{,}05 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа; $B_н = 1{,}23$; $L_{г.тр} = 2$ 1/м.

Зависимость падения давления ΔP—$\log t$, как показано на рис. 7.13, представлена двумя параллельными прямыми, соединенными кривой, соответствующей изменению давления в переходный период. Так как характер падения давления аналогичен характеру падения давления в модели Уоррена — Рута, необходимо произвести расчет характеристик трещиноватого пласта с помощью методики Уоррена — Рута.

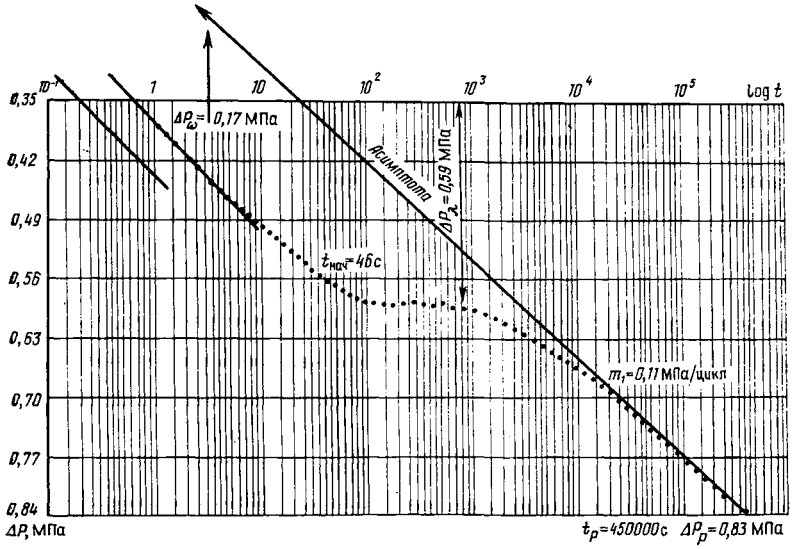


Рис. 7.13. Кривая падения давления по модели Уоррена—Рута для случая неограниченного (бесконечного) пласта

1. Определяется наклон участка прямой на графике зависимости P—$\log t$:

$$m' = 0{,}1134 \text{ МПа/цикл.}$$

2. Проницаемость K_2 получают из уравнения (7.88):

$$K_2 = 0{,}115 \frac{q\mu_н B_н}{2\pi h} \frac{1}{m'} \approx 0{,}23 \text{ мкм}^2.$$

3. Параметр θ находится из уравнения (7.89) путем экстраполяции асимптоты при $\Delta P = 0$:

$$[t_a]_{\Delta P=0} = 0{,}0192 \text{ с,}$$

тогда

$$\theta = \frac{0{,}445}{0{,}0192} = 23 \text{ 1/с.}$$

4. Параметр ω получается из уравнения (7.78″):

$$\omega = e^{-2{,}3\,\Delta P\,\omega/m'} = 0{,}031.$$

5. Расчет пустотности ведется по уравнению (7.90):

$$\Phi_2 C_2 = \frac{\omega}{\theta} \frac{K_2}{\mu r_{скв}^2} = 1{,}22 \cdot 10^{-5} \text{ 1/МПа;}$$

$$\Phi_1 C_1 = \Phi_2 C_2 \frac{1-\omega}{\omega} = 3{,}87 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа};$$

$$\Phi_2 = \frac{\Phi_2 C_2}{C_2} \approx 0{,}0117;$$

$$\Phi_1 = \frac{\Phi_1 C_1}{C_1} \approx 0{,}20;$$

$$\Phi_{тр} \approx \Phi_2 = 0{,}0117;$$

$$\Phi_м \approx \frac{\Phi_1}{1-\Phi_2} \frac{1}{S_{н.м}} = 0{,}285.$$

6. Параметр λ получают по уравнению (7.95) как функцию $\Delta P_\lambda = 0{,}59$ МПа (см. рис. 7.13 — при экстраполяции касательной в точке перегиба при $t_б = 1$ или $t = 23$ с):

$$\lambda = 0.56\,(1-\omega)e^{-2{,}3\Delta P_\lambda / m'} = 3{,}6 \times 10^{-6}.$$

7. Параметр α находят из уравнения (7.96):

$$\alpha = \lambda \frac{K_2}{K_1} \frac{1}{r_{скв}^2} = 1{,}5 \text{ 1/м}^2.$$

8. Эквивалентная длина блоков L определяется по уравнениям:
для случая течения в трех направлениях $L = \sqrt{60/\alpha} = 6{,}3$ м;
для случая течения в двух направлениях $L = \sqrt{32/\alpha} = 4{,}6$ м;
для случая течения в одном направлении $L = \sqrt{12/\alpha} = 2{,}8$ м.

7.2.4. Характер падения давления в случае $R = R_0$

Результаты замеров падения давления могут быть представлены в виде графика ΔP—$\log t$ (рис. 7.14). Как и для случая $R = \infty$, ре-

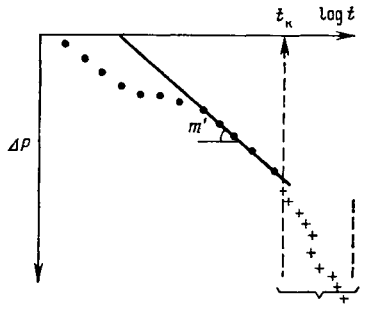


Рис. 7.14. Кривая падения давления при пуске скважины в трещиноватом пласте для случая ограниченного (конечного) пласта.

Конечная часть кривой $P = f(\log t)$ соответствует действительному положению

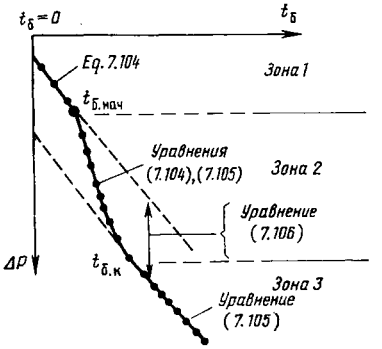


Рис. 7.15. Кривая падения давления в скважине в трещиноватом пласте для случая ограниченного (конечного) пласта.

Безразмерное время: $t_{б.нач}$ — начальное, $t_{б.к}$ — конечное

Таблица 7.4

$t_б$	Стадия падения давления	$\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_б$	$\exp\left[\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right]$	$F_{t_б}$	Зависимость ΔP от $t_б$	Наклон прямой	Зона
Очень малое	Очень ранняя	0—0,05	1	0	Линейная	$m'\frac{1,74}{R_0^2}$	1
Малое	Ранняя	0,05	1	0	Линейная	$m'\frac{1,74}{R_0^2}$	2
Среднее	Промежуточная	0,05—3	1—0	$0-\frac{(1-\omega)^2}{\lambda}$	Кривая	—	2
Очень большое	Конечная	>3	0	$(1-\omega)^2/\lambda$	Линейная	$m'\frac{1,74}{R_0^2}$	3

Примечание. Наклон прямой равен $m'\ 1,74/R_0^2$.

зультаты будут надежными до момента времени t_F, после которого линейная зависимость ΔP от $\log t$ уже не наблюдается.

На основании той же методики, которая используется при $R=\infty$, можно рассчитать θ по уравнению (7.89) и a' по уравнению (7.76), а затем определить

$$R_0 = \sqrt{4a' t_F}$$

Так как окончательный режим пласта устанавливается, когда изменяется наклон кривой давления при $t=t_F$, то необходимо построить новый график по уравнению (7.70), которое можно записать в виде:

$$\Delta P = P_{\text{нач.пл}} - P_{\text{скв}} = \frac{1,74\times m'}{R_0^2}\left[t_б - F t_б\right] - R_б, \qquad (7.103)$$

где

$$F_{t_б} = \frac{(1-\omega)^2}{\lambda}\left[1 - \exp\left(-\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right)\right]; \qquad (7.103')$$

$$R_б = 0,87\, m' (\ln R_0 - 0,75). \qquad (7.103'')$$

Изменение ΔP от $t_б$ зависит от F_t (табл. 7.4).

Поведение давления характеризуется наличием трех зон (рис. 7.15):

в зоне *1* ($t_б$ малое и очень малое)

$$\Delta P = \frac{1,74\, m'}{R_0^2} t_б + R_б; \qquad (7.104)$$

в зоне *3* ($t_б$ очень большое)

$$\Delta P = \frac{1{,}74\, m'}{R_0^2}\left[t_б + \frac{(1-\omega)}{\lambda}\right] + R_б; \qquad (7.105)$$

в зоне *2* — зоне перехода между $t_{б.нач}$ и $t_{б.к}$

$$\Delta P_{\lambda,\omega} = [\text{уравнение (7.105)}] - [\text{уравнение (7.104)}] =$$

$$= \frac{(1-\omega)^2}{\lambda}\,\frac{1{,}74}{R_0^2}\, m'. \qquad (7.106)$$

Величина $R_б$ также может быть получена отсечением на оси ординат отрезка и использования уравнения (7.103) при $t_б = 0$. Наклон прямой линии зависимости $\Delta P — t_б$ определяется выражением $1{,}74\, m'/R_0^2$, где R_0 известно и, следовательно, также известно m', по которому далее можно также рассчитать K_2. Величина ω может быть определена по графику на рис. 7.14 с помощью уравнения (7.78″) для случая $R = \infty$ как функция ΔP_ω и m'. Величина λ находится по рис. 7.15 (по которому рассчитывается $\Delta P_{\lambda,\omega}$), поскольку в зависимости, выраженной уравнением (7.106),

$$\lambda = \frac{(1-\omega)^2}{\Delta P_{\lambda,\omega}}\,\frac{1{,}74\, m'}{R_0^2}$$

λ — единственный неизвестный параметр.

7.2.5. Динамика восстановления давления в случае $R = \infty$

7.2.5.1. Основные уравнения

Когда после некоторого периода эксплуатации скважину закрывают, наложение эффектов, действовавших в период эксплуатации и после ее прекращения, скажется на динамике восстановления давления (см. уравнение (7.32)).

Используя уравнения (7.77), с учетом времени Δt_D после закрытия скважины получим:

$$\Delta P = m' 0{,}435\left\{-Ei\left(-\frac{1}{4(t_p+\Delta t_б)}\right) + Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}(t_p+\Delta t_б)\right] - \right.$$

$$- Ei\left[-\frac{\lambda}{1-\omega}(t_p-\Delta t_б)\right] + Ei\left(-\frac{1}{4\Delta t_б}\right) - Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\Delta t_б\right] +$$

$$\left. + Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}\Delta t_б\right)\right\}. \qquad (7.107)$$

В табл. 7.5 уравнение (7.107) представлено в различных упрощенных формах, в том числе при значительном изменении аргумента функции Ei.

Поскольку закрытие скважины обычно происходит после того, как падение давления уже достигло квазистационарного состояния,

$$Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}(t_p+\Delta t_б)\right]\approx 0;$$

$$Ei\left[-\frac{\lambda}{1-\omega}(t_p+\Delta t_б)\right]\approx 0.$$

С другой стороны, из-за относительно высоких значений θ даже для малых значений времени t должно быть

$$Ei\left(-\frac{1}{4(t_p+\Delta t_б)}\right)<0{,}025;$$

$$Ei\left(\frac{1}{4\Delta t_б}\right)<0{,}025$$

и, следовательно,

$$Ei\left[\frac{1}{4(t_p+\Delta t_б)}\right]+Ei\left(-\frac{1}{4\Delta t_б}\right)=\ln\frac{t_p+\Delta t_б}{\Delta t_б}.$$

Таблица 7.5

$\frac{\lambda\Delta t_б}{\omega(1-\omega)}$	$\frac{\lambda\Delta t_б}{1-\omega}$	$\Delta P_{б2}$	Номер уравнения
$0\to 0{,}025$	$0\to 0{,}025$	$\Delta P_2=\frac{1}{2}\left[\ln\frac{t_p+\Delta t_б}{\Delta t_б}+\ln\omega\right]=-\frac{1}{2}\left[\ln\frac{\Delta t_б}{t_p+\Delta t_б}+\ln\frac{1}{\omega}\right]$	(7.110)
0,025—5	$0\to 0{,}025$	$\Delta P_2=\frac{1}{2}\left[\ln\frac{t_p+\Delta t_б}{\Delta t_б}-Ei\left(-\frac{\lambda\Delta t_б}{\omega(1-\omega)}\right)+\ln\lambda\frac{1{,}78\,\Delta t}{1-\omega}\right]$	(7.111)
5—∞	$0\to 0{,}025$	$\Delta P_2=\frac{1}{2}\left[\ln\frac{t_p+\Delta t_б}{\Delta t_б}+\ln\frac{1{,}78\lambda\Delta t_б}{1-\omega}\right]=\frac{1}{2}\left[\ln\frac{1{,}78\,(t_p+\Delta t_б)\,\lambda}{1-\omega}\right]$	(7.112)
0,025—5	0,025—5	$\Delta P_2=\frac{1}{2}\left[\ln\frac{t_p+\Delta t_б}{\Delta t_б}-Ei\left(-\frac{\lambda\Delta t_б}{1-\omega}\right)+Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}\Delta t_б\right)\right]$	(7.113)
5—∞	5—∞	$\Delta P_2=\frac{1}{2}\ln\frac{t_p+\Delta t_б}{\Delta t_б}$	(7.114)

Примечание. Значения ω и λ изменяются в пределах 0—1.

Таким образом, первая апроксимация уравнения (7.107) имеет следующий вид:

$$\Delta P = m' 0{,}435 \left\{ \ln \frac{t_p + \Delta t_б}{\Delta t_б} - Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)} \Delta t_б \right] + \right.$$

$$\left. + Ei\left(\frac{\lambda}{1-\omega} \Delta t_б \right) \right\}. \qquad (7.108)$$

Анализ выражения ΔP через $P_{скв}$. Исходя из суперпозиции эффектов, получим:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{тр \cdot скв} + P_{тр \cdot скв} - P_{скв} = P_{пл} - P_{скв},$$

следовательно, давление в скважине во время восстановления давления будет определяться следующим выражением:

$$P_{скв} = P_{пл} - \Delta P.$$

Таким образом, на основании уравнения (7.108) давление в скважине будет описываться уравнением

$$P_{скв} \approx P_{пл} + m' \left[\log \frac{\Delta t_б}{t_б + \Delta t_б} + 0{,}435 Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)} \Delta t_б \right) - \right.$$

$$\left. - 0{,}435\, Ei\left(\frac{\lambda}{1-\omega} \Delta t_б \right) \right]. \qquad (7.109)$$

Уравнения, приведенные в табл. 7.5, дают упрощенное выражение уравнения (7.108) при различных значениях Δt после закрытия скважины.

Как видно, между ранней (уравнение (7.110)) и конечной (уравнение (7.114)) стадиями разница давления определяется выражением

$$\Delta P_{скв} = \frac{1}{2} m \ln 1/\omega.$$

Уравнения (7.111), (7.112) и (7.113) описывают условия течения в период между началом перетока жидкости из блоков в трещины и последующей стадией квазистационарного течения, описываемой уравнением (7.114).

7.2.5.2. Расчет трещиноватых пластов по данным восстановления давления при неустановившемся течении (рис. 7.16)

Для подсчета параметра ω методика остается той же, что и в случае падения давления:

$$\omega = \mathbf{e}^{-2{,}3\, \Delta P_{\omega} / m'}$$

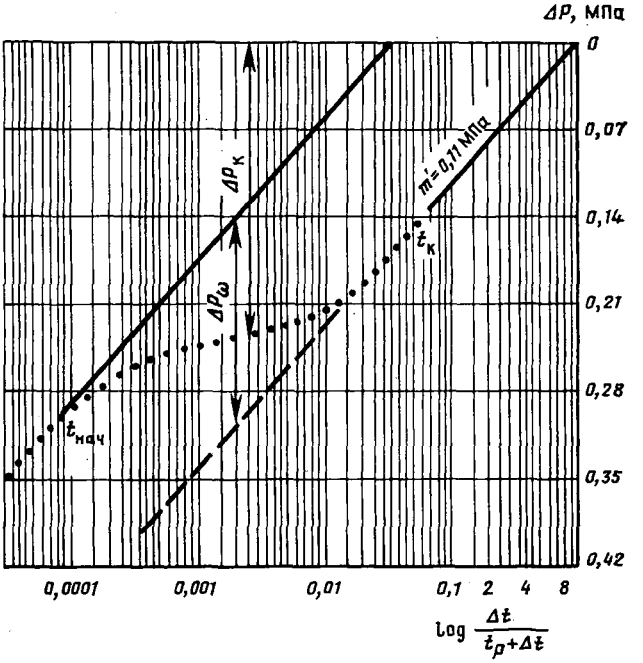


Рис. 7.16. Кривая восстановления давления $\Delta P - \log \Delta t/(t_p+\Delta t)$ в скважине в трещиноватом пласте для случая ограниченного (конечного) пласта

По наклону m' легко оценить проницаемость системы трещин:

$$K_2 = 1{,}15\,\frac{q\mu_н B_н}{2\pi h}\,\frac{1}{m'}.$$

Величина θ определяется по времени конца периода эксплуатации:

$$\Delta P_p = m' \log 2{,}246\,\theta t_p,$$

$$\theta = \frac{1}{2{,}246\,t_p}\,10^{\Delta P_p/m'}. \qquad (7.115)$$

Величина ΔP_p находится по уравнению (7.115), в котором θ определяется по кривой падения давления.

Расчет пустотности (пористости) производится так же, как и в случае падения давления:

$$\Phi_2 C_2 = \frac{\omega}{\theta}\,\frac{K_2}{\mu r_{скв}^2};$$

$$\Phi_1 C_1 = \frac{1}{\omega}\,\Phi_2 C_2 (1-\omega);$$

$$\Phi_1 = \frac{C_1\Phi_1}{C_1}; \quad \Phi_2 = \frac{C_2\Phi_2}{C_2};$$

$$\Phi_{тр} = \Phi_2;$$

$$\Phi_м = \frac{\Phi_1}{1-\Phi_2} \frac{1}{(1-S_{в.м})}.$$

Величина λ может быть получена по уравнению (7.112) как функция ΔP_{tr} в течение переходного периода, замеренная в точке изгиба (см. рис. 7.16):

$$\frac{\Delta P_{tr}}{m'} = \log\theta(t_p + \Delta t) + \log\frac{1{,}78\lambda}{1-\omega} = \log\frac{\theta(t_p+\Delta t)\,1{,}78\lambda}{1-\omega},$$

откуда

$$\lambda = \frac{1-\omega}{1{,}78\theta(t_p+\Delta t)} 10^{\Delta P_{tr}/m'} \qquad (7.116)$$

Параметр поверхности контакта α рассчитывается так же, как и при падении давления:

$$\alpha = \frac{K_2}{K_1} \frac{\lambda}{r_{скв}^2}. \qquad (7.117)$$

Пример расчета № 2

После некоторого периода эксплуатации скважина, рассмотренная в примере № 1, в момент времени t_p=450 000 с была закрыта. По данным замеров давления была построена зависимость ΔP—$\log\Delta t(t_p+\Delta t)$, приведенная на рис. 7.16.

По результатам восстановления давления определяются следующие параметры:

$m' \approx 0{,}1134$ МПа/цикл;

$$K_2 = 1{,}15 \frac{q\mu_н B_н}{2\pi h} \frac{1}{m'} \approx 0{,}23 \text{ мкм}^2;$$

$$\theta = \frac{1}{2{,}246\,t_p} 10^{\Delta P_p/m'} \approx 23 \text{ 1/с};$$

$$\omega = e^{-2{,}3\Delta P_\omega / m'} \approx 3{,}1\cdot 10^{-2};$$

$$\Phi_2 C_2 = \frac{\omega}{\theta} \frac{K_2}{\mu r_{скв}^2} \approx 1{,}22\cdot 10^{-5} \text{ 1/МПа};$$

$$\Phi_1 C_1 = \frac{\Phi_2 C_2 (1-\omega)}{\omega} \approx 3{,}87\cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа};$$

$$\Phi_2 = \frac{\Phi_2 C_2}{C_2} \approx 0{,}017;$$

$$\Phi_1 = \frac{\Phi_1 C_1}{C_1} \approx 0{,}2,$$

Тогда

$$\Phi_{тр} = \Phi_2 \approx 0{,}017;$$

$$\Phi_м = \frac{\Phi_1}{1-\Phi_2} \frac{1}{S_{н.м}} \approx 0{,}29.$$

и параметр λ из уравнения (7.116)

$$\lambda = \frac{1-\omega}{1{,}78\theta(t_p + \Delta t)} 10^{\Delta P_{t\ не\ уст}/m'} = 4{,}95 \cdot 10^{-6}.$$

7.2.6. Динамика восстановления давления для случая $R=R_0$

В ограниченном пласте восстановление давления выражается уравнением (7.72), причем при решении методом суперпозиции член R_6 в уравнении (7.103) исчезнет.

Уравнение, определяющее восстановление давления, записывается в следующем виде:

$$\Delta P = \frac{1{,}74\, m'}{R_0^2} [t_{DP} + F'_{бt}], \tag{7.118}$$

где

$$F'_{t_б} = \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} \exp\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)} \Delta t_б\right). \tag{7.119}$$

Пользуясь критериями, принятыми в табл. 7.4, получим результаты, которые приведены в табл. 7.6. Как видно, ранняя и конечная стадии характеризуются постоянным падением давления (уравнения (7.120) и (7.121)), в то время как в промежуточной стадии (уравнение (7.118) давление зависит от времени:

$$\Delta P = \frac{1{,}74\, m'}{R_0^2} t_{DP} + \frac{1{,}74\, m'}{R_0^2} \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} \frac{1}{e^{-[\lambda/\omega(1-\omega)]\Delta t_б}}.$$

Если в правой части уравнения (7.118) пренебречь первым членом, то $\log \Delta P$ будет представлен следующим образом:

$$\log \Delta P \approx \log \frac{1{,}74\, m'}{R_0^2} \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} - 0{,}435 \frac{\lambda}{(1-\omega)\omega} \Delta t_б. \tag{7.122}$$

На практике, если используется зависимость ΔP—$\log \Delta t/(t_б + \Delta t)$, то в результате строится диаграмма, аналогичная диаграмме для случая $R=\infty$, до момента достижения границы R_0, когда давление отклоняется от асимптоты (рис. 7.17).

Таблица 7.6

Стадия падения давления	$\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\Delta t_б$	$\exp\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\times\right.$ $\left.\times\Delta t_б\right)$	$F_{t_б}$	ΔP	Номер уравнения
Ранняя	0—0,05	1	$\frac{(1-\omega)^2}{\lambda}$	$\Delta P = \frac{1{,}74m'(1-\omega)^2}{R_0^2}t_{DP}$	(7.120)
Промежуточная	0,05—30	1—0	Уравнение (7.119)	$\Delta P = \frac{1{,}74\,m'}{R_0^2}(t_{DP}+$ $+F_{t_б})$,	(7.118)
Конечная	30—∞	0	0	$\Delta P = \frac{1{,}74\,m'}{R_0^2}t_{DP}$	(7.121)

В этом случае необходимо пересмотреть данные диаграммы $\log\Delta P$—$t_б$, как показано на рис. 7.18, где три зоны определяются соответственно уравнениями (7.120), (7.118) и (7.121).

Используя график, приведенный на рис. 7.17, можно рассчитать следующие параметры:

m' — по наклону прямого участка;

ω — по перепаду давления ΔP_ω между параллельными прямыми линиями, определяя его значение по графику;

θ — по уравнению (7.115);

По рис. 7.18 определяется величина $(1{,}74\,m'/R_0^2)t_{DP}$, из которой можно найти значение R_0, и величина $[0{,}435\lambda/(1-\omega)\omega]^{-1}$ с/цикл — угол наклона прямой линии уравнения (7.118), где λ — единственный неизвестный параметр.

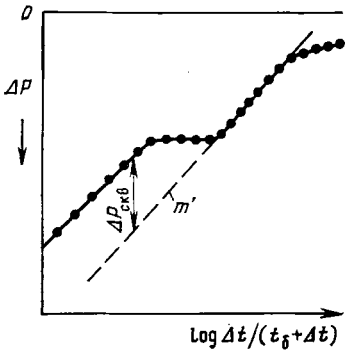


Рис. 7.17. Кривая восстановления давления ΔP — $\log\Delta t/(t_б+\Delta t)$ в скважине в трещиноватом пласте для случая ограниченного (конечного) пласта

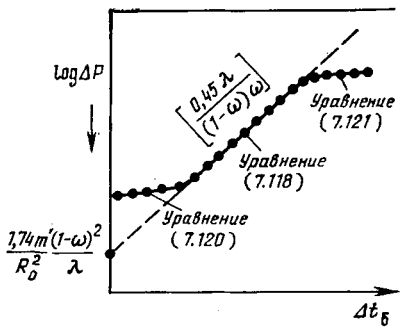


Рис. 7.18. Кривая восстановления давления $\log\Delta P$—$\Delta t_б$ в скважине в трещиноватом пласте для случая ограниченного (конечного) пласта

7.2.7. Расчет λ и ω по безразмерным диаграммам

Метод расчета параметра λ был предложен Улдриком [9]. В данном методе используется ряд безразмерных кривых, построенных по данным падения и восстановления давления в период неустановившегося режима. Основная задача аналитических исследований поведения давления в переходный период заключается в том, чтобы связать точки перегиба кривых изменения давления в работающей $P_{\text{скв.р}}$ или остановленной $P_{\text{скв.о}}$ скважинах и их проекции на две параллельные линии (опережающую и запаздывающую) на графике Уоррена — Рута. Когда точка перегиба на кривой давления в работающей скважине проектируется на опережающую прямую, начинающуюся с $P_{\text{нач.пл}}$, и на параллельную ей запаздывающую прямую, получаются точки соответственно $P^*_{\text{скв.р.о}}$ и $P^*_{\text{скв.р.з}}$. Аналогичные построения используются для кривых восстановления давления (рис. 7.19).

7.2.7.1. Падение давления

Если давление не замерялось в течение длительного периода, то для получения асимптоты можно использовать параметр F_{DD}

$$F_{DD} = \frac{P_{\text{скв.р}} - P^*_{\text{скв.р.о}}}{m'}, \tag{7.123}$$

с помощью которого по диаграмме рис. 7.20 определяется величина ω.

Если начальный период неустановившегося режима искажен эффектом притока жидкости в скважину после ее закрытия, величина $P^*_{\text{скв.р.з}}$ может быть использована для определения параметра F_{EID}

$$F_{EID} = \frac{P^*_{\text{скв.р.з}}}{m'} - P_{\text{скв.р}}, \tag{7.124}$$

с помощью которого m' по диаграмме на рис. 7.20 рассчитывается то же значение ω. Следует заметить, что $\ln \omega = F_{DD} - F_{EID}$.

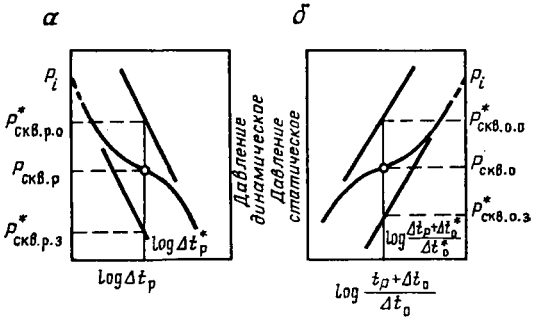


Рис. 7.19. Пример проектирования точек перегиба кривых падения (*а*) и восстановления (*б*) давления на параллельные прямые линии графика Уоррена—Рута [9]

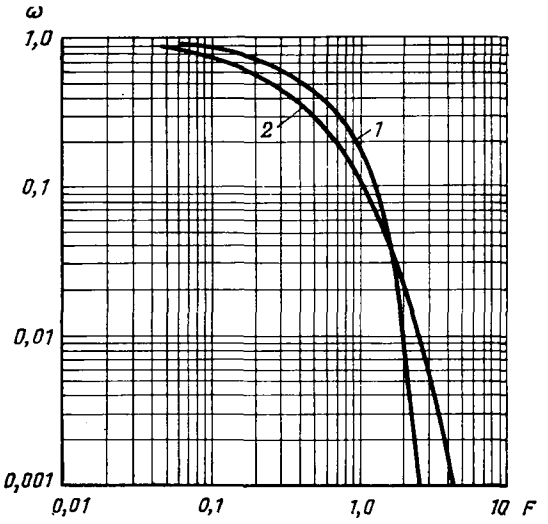


Рис. 7.20. Кривые зависимостей ω—F_{DD} (*1*) и ω—F_{EID} (*2*) [9]

7.2.7.2. Восстановление давления

Анализ восстановления давления позволяет произвести различные расчеты.

а. Расчет λ

Если восстановление давления регистрируется по достижениям асимптоты, параметр ω известен, и тогда величина $\Delta t_S(t_p+\Delta t_S^*)$ может быть рассчитана. По диаграмме на рис. 7.21 можно получить параметр F_B и считать, что он является функцией ω. Величина F_B связана с λ зависимостью

$$F_B = \lambda \Delta t_6^*, \tag{7.125}$$

отсюда

$$\lambda = F_B\ \theta \times \Delta t_6^*. \tag{7.126}$$

б. Расчет ω

Эту методику можно использовать в случае, когда поздний участок кривой восстановления давления отсутствует. Диаграмма, которой следует пользоваться в этом случае, приведена на рис. 7.22, где параметр ω определяется в зависимости от $(F_{BU})_o$ и времени $\Delta t_S/(t_p+\Delta t_S^*)$.

Величина $(F_{BU})_o$ определяется следующим образом:

$$(F_{BU})_o = \frac{P^*_{\text{скв.о.о}} - P_{\text{скв.о}}}{m}. \tag{7.127}$$

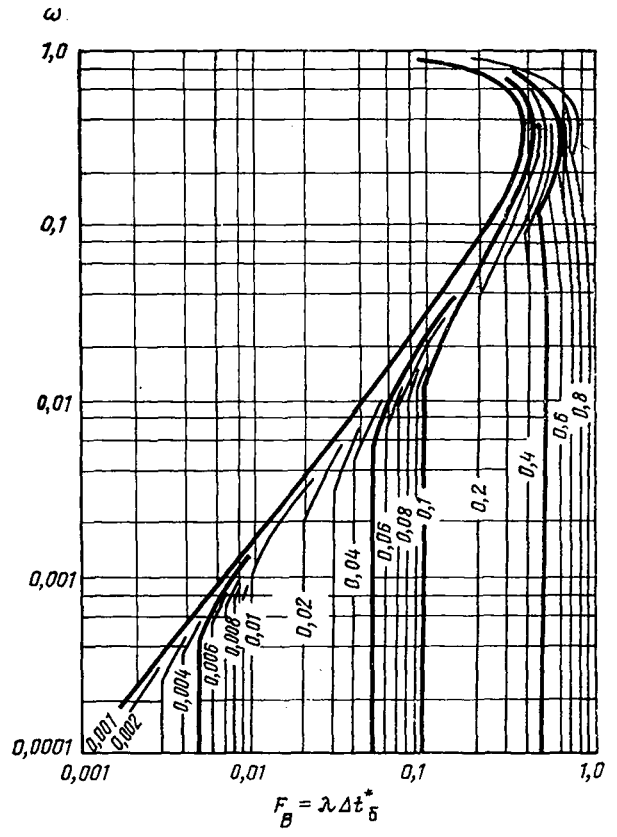


Рис. 7.21. Кривые зависимости $\omega—F_B$ для различных значений $\Delta t^*(t_p+\Delta t^*_s)$ [9].
Шифр кривых — значения $\Delta t^*/(t_p+\Delta t^*_s)_o$

Если опережающий участок восстановления давления нечеткий, можно использовать запаздывающий участок на графике 7.23, где ω определяется как функция от

$$(F_{BH})_з = \frac{P_{скв.о} - P^*_{скв.о.з}}{m}. \qquad (7.128)$$

и от времени $\Delta t^*_S/(t_p+\Delta t^*_S)$.

Пример расчета № 3

Из примера расчета № 2 и соответствующей кривой падения давления (см. рис. 7.13) следует, что в точке перегиба давление равно $\Delta P_\lambda = 0{,}59$ МПа. Проекция этой точки на первую прямую линию соответствует значению $P^*_{скв.р.о} = 0{,}82$ МПа. На основании уравнения (7.123)

$$F_{DD} = \frac{\Delta P}{m'} \approx -2{,}04,$$

отсюда (см. диаграмму на рис. 7.20) $\omega \approx 0{,}03$.

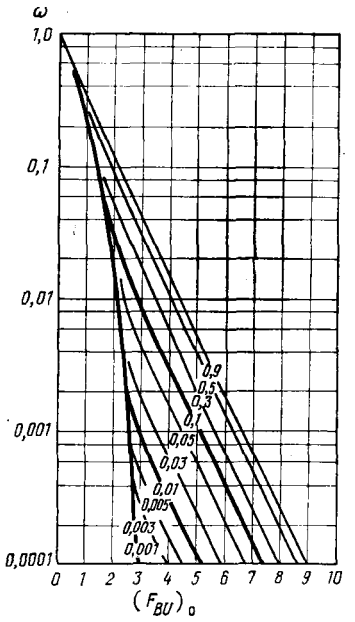


Рис. 7.22. Кривые зависимости ω—$(F_{BU})_0$ для различных значений $\Delta t^*/(t_p+\Delta t^*_s)$ [9].
Шифр кривых — значения $\Delta t^*/(t_p+\Delta t^*_s)_0$

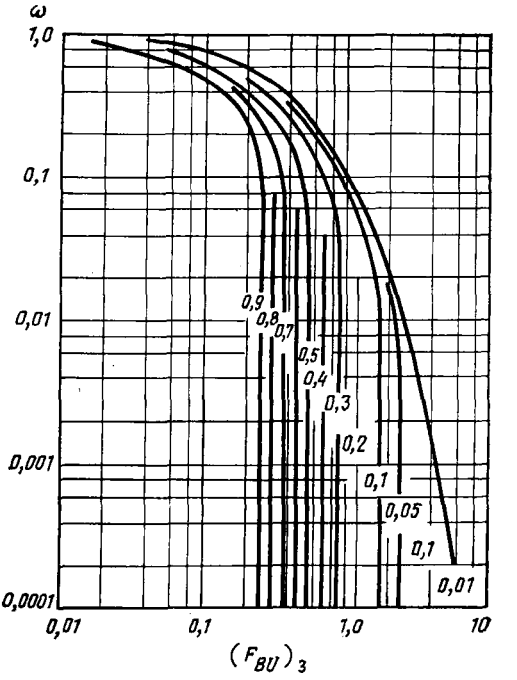


Рис. 7.23. Кривые зависимости ω—$(F_{BU})_3$ для различных значений $\Delta t^*/(t_p+\Delta t^*_s)$.
Шифр кривых — значения $\Delta t^*/(t_p+\Delta t^*_s)$

Используя пример расчета № 2 (см. рис. 7.16) и задаваясь безразмерным временем, равным $2{,}99\cdot10^{-3}$, которое рассчитано по точке перегиба кривой давления

$$\frac{\Delta t^*_s}{t_p+\Delta t^*_s}=\frac{1350}{450\,000+1350}=2{,}99\cdot10^{-3},$$

можно найти $\Delta t'_S=1350$ с.

Зная, что $\omega=0{,}03$, из рис. 7.22 находим значение $(F_{BU})_0\approx0{,}16$. Далее, используя уравнение (7.126), где $\theta=23$ и $\Delta t^*_S=1350$ с, получаем:

$$\lambda=\frac{0{,}16}{23\times1350}=5{,}15\cdot10^{-6}.$$

Величины λ и ω оказались такими же, какие были получены путем прямых определений в примере расчета № 2.

7.3. Обсуждение метода Полларда

Метод Полларда, основанный на зависимости логарифма давления от времени, требует прежде всего уточнения основных данных о пласте.

7.3.1. Обработка данных

Перепад давления рассчитывается по отношению к статическому давлению и, следовательно, при замеренном давлении $P_{\text{тр.скв}}$ суммарный перепад давления равен

$$\Delta P_{\text{общ}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{тр.скв}}. \tag{7.130}$$

По диаграмме $\log \Delta P_{\text{общ}} - \Delta t$ определяется наклон прямой линии m_1, как показано на рис. 7.24. При экстраполяции прямой линии до $\Delta t = 0$ получается значение C_P, а давление находится по уравнению (7.66), которое описывает прирост давления в матрице в зависимости от времени:

$$\Delta P_{\text{м}} = C_P e^{-m_1 \Delta t}.$$

Данное уравнение описывает закон восстановления давления в матрице.

Разница давлений $\Delta P_{\text{общ}} - \Delta P_1$ представляет собой общее восстановление давления в системе трещин:

$$\Delta P_{2,3} = \Delta P_{\text{общ}} - \Delta P_1. \tag{7.131}$$

Из зависимости $\log \Delta P_{\text{тр}} - \Delta t$ определяется наклон прямого участка кривой m_2, как показано на рис. 7.24. Экстраполяция кривой до $\Delta t = 0$ дает величину D_p, тогда восстановление давления в трещинах всего пласта можно выразить следующим образом:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{2,3} - \Delta P_2 = D_p e^{-m_2 \Delta t}.$$

Поскольку, как видно на рис. 7.24,

$$U_p = A_p - C_p,$$

то в случае $U_p > D_p$

$$E_p = U_p - D_p,$$

что определяет давление в сети трещин вокруг скважины.

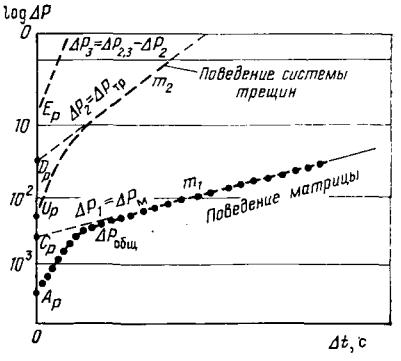


Рис. 7.24. Пример расчетов с использованием модели Полларда, основанной на зависимости $\log \Delta P - \Delta t$

7.3.2. Основные параметры

7.3.2.1. Объем пор матрицы

В соответствии с классической зависимостью между объемом, сжимаемостью и падением давления

$$\Delta V_{\text{м}} = V_{\text{м}} C_{\text{м}} \Delta P.$$

Эту же зависимость можно выразить через скорость перетока:

$$QB_{\text{н}} = \frac{dV_{\text{м}}}{dt} = V_{\text{м}} C_{\text{м}} \frac{dP}{dt}.$$

Объем матрицы с учетом уравнения (7.66)

$$V_{\text{м}} = \frac{QB_{\text{н}} m_1}{C_{\text{м}} C_P}. \tag{7.132}$$

7.3.2.2. Объем трещин

На основании той же зависимости

$$QB_{\text{н}} = V_{\text{тр}} C_{\text{тр}} \left(\frac{dP}{dt}\right).$$

Объем трещин с учетом уравнения (7.67)

$$V_{\text{тр}} = \frac{QB_{\text{н}}}{C_{\text{тр}}} \frac{m_2}{D_P + C_P}. \tag{7.133}$$

7.3.2.3. Пустотность матрицы $\Phi_{\text{м}}$ и трещин $\Phi_{\text{тр}}$

В упрощенном виде

$$\Phi_{\text{м}} = \frac{V_{\text{м}}}{V_{\text{м}} + V_{\text{тр}}}; \tag{7.134}$$

$$\Phi_{\text{тр}} = \frac{V_{\text{тр}}}{V_{\text{м}} + V_{\text{тр}}}. \tag{7.134'}$$

7.3.3. Дополнительные параметры, определяемые по аналогии с параметрами пористой среды

К дополнительным параметрам, которые могут быть получены по аналогии с параметрами пористой среды и рассматриваются как ориентировочные, относятся следующие параметры:

а) коэффициент продуктивности (для трещинной системы)

$$PI = \frac{QB_{\text{н}}}{\Delta P} = \frac{QB_{\text{н}}}{D_p}; \tag{7.135}$$

б) трещинная проницаемость

$$K_{\text{тр.пл}} \approx PI \frac{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}}}{h}; \tag{7.136}$$

в) истинная проницаемость трещин

$$K'_{\text{тр}} = K_{\text{тр.пл}} / \Phi_{\text{тр}}; \tag{7.137}$$

г) скин-эффект

$$\Sigma S = \frac{U_p - D_p}{A_p}; \tag{7.138}$$

д) коэффициент заканчивания

$$C_{\text{зк}} = \frac{C_p + D_p}{A_p}. \tag{7.139}$$

Такая аналогия имеет ограниченную применимость, и любой расчет параметров по этим уравнениям следует считать качественным, а не количественным.

Пример расчета № 4 (Полларда)

Скважина, пробуренная в трещиноватом пласте, эксплуатировалась в течение около 45000 с при установившемся дебите 491 м³/сут. Начальное статическое (пластовое) давление $p_{\text{пл}} = 15{,}4$ МПА; давление, зарегистрированное в момент остановки скважины, $P_{\text{скв}} = 14{,}9$ МПа. Дополнительные данные: суммарная продуктивная толщина пласта $h = 260$ м; пустотность по геофизическим данным $\Phi = 26\%$; водонасыщенность $S_{\text{в.о}} = 0{,}028$, объемный коэффициент нефти $B_{\text{н}} = 1{,}085$; вязкость нефти $\mu_{\text{н}} = 1{,}2$ мПа·с; сжимаемость трещин $C_{\text{тр}} = 1{,}17 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа; сжимаемость матрицы $C_{\text{м}} = 0{,}54 \times \times 10^{-3}$ 1/МПа; радиус скважины $r_{\text{скв}} = 10$ см.

Данные замеров давления и времени приведены в табл. 7.7.

Чтобы проверить, соответствует ли модель Уоррена — Рута поведению пласта, можно воспользоваться традиционной зависимостью ΔP—$\log \Delta t/(t_0 + \Delta t)$. Строится график (рис. 7.25) зависимости падения давления $\Delta P_1 = P_{\text{пл}} - P_{\text{скв}}$ (табл. 7.7, графа 4) от $\Delta t/(t_0 + \Delta t)$ (графа 3). Полученный график не соответствует модели Уоррена — Рута, так как на нем отсутствуют обе параллельные прямые и переходный участок неустановившегося давления. Очевидно, переходный участок находится вблизи $t = 1300$ с, а первая прямая линия в интервале времени $1{,}5 \cdot 10^{-2} < \Delta t/(t_0 + \Delta t) < < 2{,}1 \cdot 10^{-2}$ остается неопределенной вследствие влияния притока жидкости в скважину после ее закрытия. Наличие двух прямых участков кривой обусловлено уменьшением во времени наклона кривой с 0,298 МПа/цикл до 0,147 МПа/цикл.

Так как условия модели Уоррена — Рута не выполняются, можно попытаться произвести расчет характеристик пласта по модели

Таблица 7.7

Δt, с	$P_{скв}$(МПа)	$\frac{\Delta t}{t_0+\Delta t}$	$\Delta P_{общ} = P_{пл\cdot нач} = P_{скв}$	$\Delta P_м = \Delta P_{тр}$	$\Delta P_{тр} = P_{общ} - P_м$
1	2	3	4	5	6
0	14,458	0	0,4962	0,0448	0,4514
100	14,465	$2,22\times10^{-3}$	0,4893	0,0448	0,4445
200	14,477	$4,44\cdot10^{-3}$	0,4781	0,0448	0,4333
300	14,484	$6,62\cdot10^{-3}$	0,4711	0,0448	0,4263
400	14,495	$8,81\cdot10^{-3}$	0,4592	0,0448	0,4144
500	14,505	$1,098\cdot10^{-2}$	0,4487	0,0448	0,4039
600	14,518	$1,315\cdot10^{-2}$	0,4354	0,0448	0,3906
700	14,527	$1,531\cdot10^{-2}$	0,4256	0,0448	0,3808
800	14,535	$1,746\cdot10^{-2}$	0,4172	0,0448	0,3724
900	14,546	$1,960\cdot10^{-2}$	0,4067	0,0448	0,3619
1000	14,549	$2,173\cdot10^{-2}$	0,4032	0,0448	0,3584
1200	14,562	$2,590\cdot10^{-2}$	0,3899	0,0445	0,3451
1400	14,575	$3,017\cdot10^{-2}$	0,3766	0,0445	0,3318
1600	14,587	$3,433\cdot10^{-2}$	0,3640	0,0445	0,3192
1800	14,599	$3,846\cdot10^{-2}$	0,3521	0,0445	0,3074
2000	14,609	$4,255\cdot10^{-2}$	0,3416	0,0445	0,2972
2200	14,621	$4,661\cdot10^{-2}$	0,3297	0,0445	0,2853
2500	14,636	$5,52\cdot10^{-2}$	0,3143	0,0441	0,2695
2700	14,647	$5,96\cdot10^{-2}$	0,3017	0,0441	0,2569
3000	14,631	$6,62\cdot10^{-2}$	0,2905	0,0438	0,2468
4000	14,694	$8,81\cdot10^{-2}$	0,2534	0,0438	0,2097
5000	14,722	$1,09\cdot10^{-1}$	0,2253	0,0434	0,1819
6000	14,743	$1,315\cdot10^{-1}$	0,2041	0,0431	0,1610
7000	14,762	$1,530\cdot10^{-1}$	0,1841	0,0427	0,1414
8000	14,775	$1,74\cdot10^{-1}$	0,1708	0,0424	0,1285
9000	14,788	$1,96\cdot10^{-1}$	0,1575	0,0420	0,1155
10000—0	14,795	$2,17\cdot10^{-1}$	0,1373	0,0417	0,1089
15000—0	14,817	$2,50\cdot10^{-1}$	0,1085	0,0399	0,0881
20000—0	14,836	$3,07\cdot10^{-1}$	0,0910	0,0385	0,06986
32000—0	14,877	$3,67\cdot10^{-1}$	0,0630	0,0351	0,03479
42000	14,887	$4,82\cdot10^{-1}$	0,0548	0,0329	0,02191
62000	14,910	$5,79\cdot10^{-1}$	0,0328	0,0292	0,0035
72000	14,915	$6,15\cdot10^{-1}$	0,0272	0,0272	—
92000	14,919	$6,71\cdot10^{-1}$	0,0236	0,0236	—
1020000	14,920	$6,93\cdot10^{-1}$	0,0223	0,0233	—

Полларда. На рис. 7.26 показаны построения, на основе которых получаются приведенные ниже результаты.

Наклон прямого участка кривой первой полученной зависимости $\log P_{общ}$ (см. табл. 7.7, графа 4) от времени Δt (графа 1)

$m_1 = 329\,000$ с/цикл (МПа).

Этот наклон показывает время, необходимое для изменения восстанавливающегося давления на величину цикла. Экстраполяция кривой до $\Delta t = 0$ дает

$C_p = 0{,}045$ МПа.

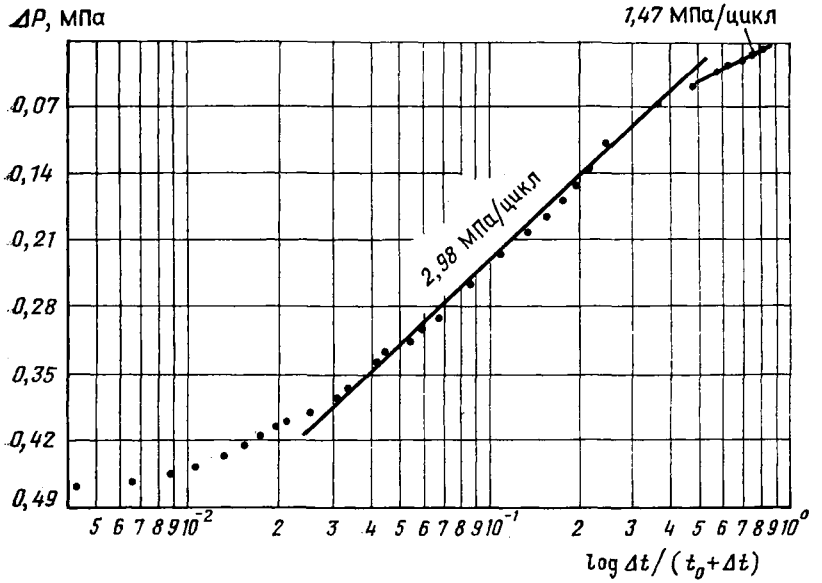


Рис. 7.25. Кривая зависимости $\Delta P - \log \Delta t/(t_s+\Delta t)$

Все экстраполированные значения (графа 5) показывают падение давления в матрице: $\Delta P_м = \Delta P_1$.

Вторая зависимость характеризует падение давления в трещинной системе (графа 6). Значения рассчитывались по формуле давления

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{2,3} = \Delta P_{общ} - P_м$$

как функция времени Δt. Наклон прямого участка кривой выражает падение давления в трещинах:

$m_2' = 45\,000$ с/цикл (МПа).

Так как при $\Delta t = 0$ суммарное падение давления в трещинной системе определяется по уравнению

$$U_p = A_p - C_p = 0{,}497 - 0{,}045 = 0{,}452 \text{ МПа},$$

то суммарное падение давления в трещинах вокруг скважины выражается следующим образом:

$$S_p = U_p - D_p = 0{,}452 - 0{,}185 = 0{,}267 \text{ МПа}.$$

Интерпретация данных (модель Полларда):

объем матрицы по уравнению (7.132)

$$V_м = \frac{B_н m_1}{C_p C_м} = 8{,}38 \cdot 10^7 \text{ м}^3;$$

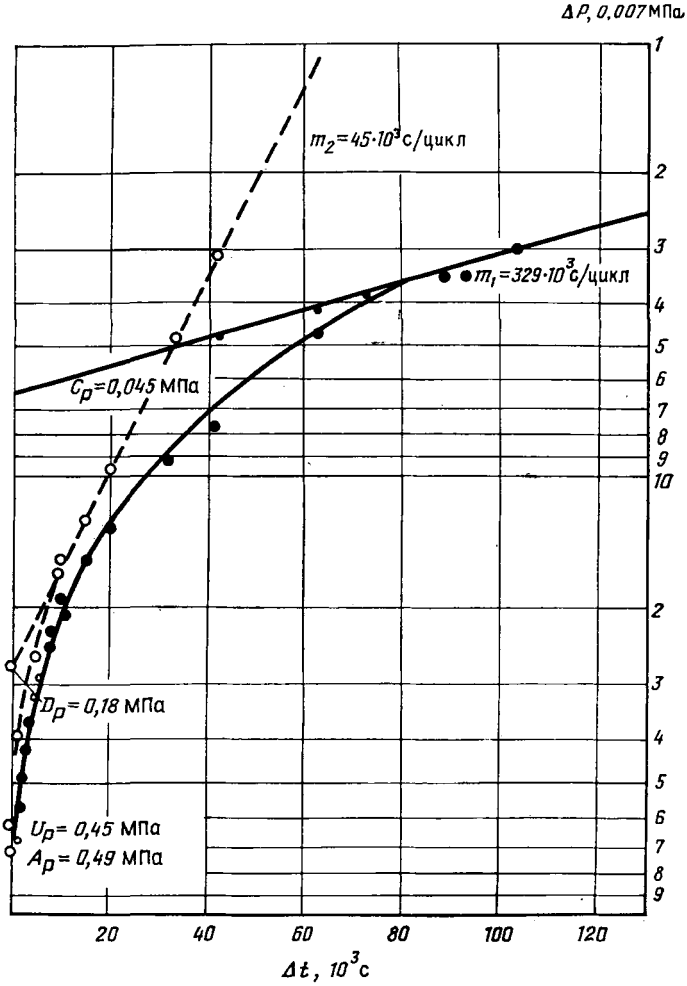


Рис. 7.26. Кривые зависимости $\Delta P — \Delta t$

объем трещин по уравнению (7.133)

$$V_{\text{тр}} = \frac{B_{\text{н}} m_2}{(C_p + D_p) C_{\text{тр}}} = 1{,}37 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

суммарный объем

$$V_{\text{м}} + V_{\text{тр}} = 8{,}38 \cdot 10^7 + 1{,}37 \cdot 10^6 = 85{,}17 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Значения пустотности

$$\Phi_{\text{м}} = \frac{83{,}8 \times 10^6}{85{,}17 \times 10^6} \times 0{,}26 = 25{,}58\ \%;$$

$$\Phi_{тр} = \frac{1{,}37\times10^{6}}{85{,}17\times10^{6}} \times \%0.26 = 0{,}42\%.$$

Дополнительные параметры (ориентировочные результаты): коэффициент продуктивности по уравнению (7.135)

$$PI = \frac{QB_{н}}{D_p} \approx 2875 \text{ (м}^3\text{/сут)/МПа};$$

трещинная проницаемость по уравнению (7.136)

$$K_{тр} = PI\,\frac{\mu_{н} B_{н}}{h} \approx 0{,}172 \text{ мкм}^2;$$

истинная проницаемость трещин по уравнению (7.137)

$$K'_{тр} = K_{тр}/\Phi_{тр} \approx 37{,}6 \text{ мкм}^2;$$

скин-эффект по уравнению (7.138)

$$\Sigma S = \frac{U_p - D_p}{A_p} \approx 0{,}537;$$

коэффициент заканчивания по уравнению (7.139)

$$C_{зк} = \frac{C_p + D_p}{A_p} \approx 0{,}463.$$

Несмотря на то что в основе моделей Полларда и Уоррена — Рута лежат две различных концепции, тем не менее интересно отметить следующее. В случае конечного пласта зависимость $\log\Delta P$—Δt описывает обе кривые восстановления давления. В случаях той и другой моделей выделяется прямолинейный отрезок кривой (см. рис. 7.18 и 7.24). Однако значения угла ее наклона различаются, так как модель Уоррена — Рута связана с емкостной характеристикой и течением между матрицей и трещиноватой системой, тогда как модель Полларда связана только с емкостной характеристикой.

Дополнительные параметры, как отмечалось выше, носят качественый характер, и поэтому использование их должно быть ограниченным.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

B — объемный коэффициент
C — коэффициент сжимаемости
C_P, D_P — экстраполированное давление (модель Полларда)
E_P — давление, $P_к$
h — толщина пласта
K — проницаемость
L — высота блока матрицы, характерная размерность блоков
m, m' — наклон прямой в зависимости $P=f(\log t)$
n — число взаимно перпендикулярных комплектов трещин
P — давление
PI — коэффициент продуктивности
Q, q — дебит
R, r — радиус
S — поверхность контакта матрицы и трещин
t — время
v, u — скорость

α — коэффициент удельной поверхности
β — коэффициент турбулентности
Φ — пустотность, пористость
Δ — дифференциал
λ — параметр, характеризующий матрицу
μ — вязкость
ω — параметр, характеризующий трещинную пустотность
θ — безразмерный коэффициент времени

ИНДЕКСЫ

1 — первичная
2 — вторичная
б — безразмерный
вр — время
в. о — остаточная вода
з — запаздывающая
к — капиллярный, конечный
м — матрица
min — минимальный
н — нефть
нач — начальное состояние
н. м — нефть в матрице
о — опережающая
пл — пластовый
скв — скважина
стц — стационарное состояние
тр — трещина
λ — относящийся к параметру
ω — относящийся к параметру
неуст — неустановившийся

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Warren J. E.* and *Root P. J.*, 1963. The behaviour of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., p. 245—255.
2. *Odeh A. S.*, 1965. Unsteady-state behaviour of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., p. 60—66.
3. *Pollard P.*, 1959. Evaluation of acid treatments from pressure build-up analysis. Trans. AIME. vol. 216, p. 38—43.
4. *Kazemi H., Seth M. S.* and *Thomas G. W.*, 1969. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. SPEJ, December, p. 463—472.
5. *DeSwaan A. O.*, 1976. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing. SPEJ, June, p. 117—122.
6. *Najurjeta H. L.*, 1975. A theory for the pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. SPEJ, October, New Orleans.
7. *Barenblatt G. J., Zheltov Y. P.* and *Kochina I. N.*, 1960. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. PMM, vol. 24, No. 5, p. 852—864.
8. *Pirson R. S.*, 1961. An extension of the Pollard analysis method of well pressure build-up and drawdown tests. Presented at the 36th Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas.
9. *Uldrich D. O.* and *Ershaghi J.*, 1979. A method for estimating the interporosity flow parameter in naturally fractured reservoirs. SPEJ, October.

Глава 8

НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ

8.1. Вступление

Течение в системе трещин или в пласте с двойной пустотностью (трещина — матрица) к скважине можно рассматривать как основу для решения задач гидродинамики в трещиноватом пласте. Однако при этом следует учитывать и такие факторы, как интер-

ференция скважин, анизотропия пласта, а также возможность использования типовых кривых при расчетах.

В гл. 8 будут подробно рассмотрены теоретические аспекты этих явлений и пределы применимости уравнений. Будут приведены различные примеры расчета.

Изучение интерференции скважин в трещиноватом пласте открывает возможности для расшифровки поведения трещиноватого пласта, однако результаты исследований поддаются надежной интерпретации только тогда, когда величина пористости матрицы во много раз превышает величину пустотности трещинной системы. Если же эта разница невелика, то изучение интерференции скважин позволит получить характеристики только трещинной системы. Особый интерес представляет также понимание анизотропии пласта, особенно при проектировании взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин. Оценка анизотропии может проводиться при условии как стационарного, так и неустановившегося течения. Однако обработка подобного рода информации остается сложной проблемой.

8.2. Интерференция скважин

8.2.1. Влияние интерференции скважин в условиях падения давления

8.2.1.1. Основная теория

Процесс интерференции скважин может быть описан теми же обобщенными безразмерными уравнениями, полученными в разделе 7.2.2, в которых падение давления определяется решением следующих двух уравнений:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r_б}\left(r_б\frac{\partial P_2}{\partial r_б}\right)-\omega\frac{\partial P_2}{\partial t_2}-(1-\omega)\frac{\partial P_{б1}}{\partial t_б}=0; \tag{8.1}$$

$$(1-\omega)\frac{\partial P_{б1}}{\partial t_б}-\lambda(P_{б2}-P_{б1})=0.$$

Если приведенные выше уравнения имеют граничные условия:

$$t_б=0\rightarrow P_{б1}=P_{б2}=0;$$

$$r_б=1\rightarrow\frac{\partial P_2}{\partial r_б}=1;\ t_б>0; \tag{8.2}$$

$$r_б=\infty\rightarrow P_{б1}=P_{б2};\ t_б>0,$$

то падение давления в трещинах (индекс 2) можно выразить с помощью уравнения

$$P_{б2}(r_б,\ t_б)=\frac{1}{2}[Ei(-r_б^2/4t_б)+Ei[-\lambda t_б/\omega(1-\omega)-$$

$$-Ei[-\lambda t_б/(1-\omega)] \tag{8.3}$$

для радиуса $r_б$ и времени $t_б$:

$$r_б = r/r_{скв};$$

$$t_б = a' t/r_{скв}^2 ; \tag{8.4}$$

$$a' = K/(\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2)\,\mu = K/\overline{\Phi C}\,\mu.$$

Следует заметить, что ввиду постоянного увеличения времени t функция $Ei\ (-r_б^2/4t_б)$ может быть сведена к логарифмическому выражению $\ln 2{,}246\, t_б/r_б^2$, и тогда уравнение (8.3) примет вид

$$P_{б2}(r_б,\ t_б) = \frac{1}{2}\,[\ln t_б/r_б^2 + Ei\,[-\lambda t_б/\omega\,(1-\omega)] -$$

$$- Ei\,[\lambda t_б/(1-\omega)]. \tag{8.5}$$

а. Предел применимости уравнений (8.3) и (8.5)

Уравнения (8.3) и (8.5) рассматривались Каземи и др. [1] в условиях двумерной фильтрации жидкости, когда эффекты гравитации, а также вертикальные градиенты давления малы. Применимость уравнений связана с временем $t_б$ и расстоянием между добывающей и нагнетательной скважинами $r_б$.

Условия применимости остаются теми же, что и в гл. 7, за исключением радиуса $r_б = r/r_{скв}^2$, который определяется соотношением $t_{б\,min} = 100\, r_б^2$, или из уравнений (8.4), по которым минимальное размерное время

$$t_{min} = 100\, r^2/a'. \tag{8.6}$$

Однако наряду с этими очень жесткими ограничениями существуют два условия, которые позволяют расширить использование уравнений (8.3) и (8.5):

$$t_{б\,min} = 100\,\omega, \text{ если } \lambda \ll 1;$$

$$t_{min} = 100\, r_{скв}^2\,\omega/a' \tag{8.7}$$

и

$$t_{б\,min} = 100 - 1/\lambda \text{ для } \omega \ll 1;$$

$$t_{min} = r_{скв}^2\,(100 - 1/\lambda)/a'. \tag{8.8}$$

б. Рассмотрение уравнений (8.3) и (8.5) относительно значащих параметров

Уравнение (8.3) можно заменить уравнением (8.5), когда $r_б^2/4t_б < 0{,}25$ или $0{,}25\, r^2/a' t < 0{,}25$, что соответствует минимальному времени

$$t_{min} \approx r^2/a'. \tag{8.9}$$

Задавая среднее значение $a' \approx 10^4$ см^2/с, для наблюдательной скважины, расположенной от добывающей на расстоянии $r=100$ м, которое эквивалентно $r_б=1000$, получим $t_{min}=10000$ с, при $r=1000$ м $t_{min}=10^6$ с ≈ 10 сут.

Время, необходимое для изменения давления в наблюдательной скважине, связано с пьезопроводностью пласта и расстоянием между наблюдательной и добывающей скважинами. Если использовать для апроксимации уравнение

$$r_0 \approx \sqrt{2{,}246\, a' t} = \sqrt{2{,}246\, Kt / \Phi C_\mu}, \tag{8.10}$$

где

$$\overline{\Phi C} = \Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2, \tag{8.11}$$

получим

$$t = 0{,}445\, \frac{\overline{\Phi C}\, \mu r_0^2}{K}.$$

Задавая среднее значение $\overline{\Phi C}=10^{-4}$ 1/МПа, $K/\mu=1$ и $r_0=100$ и 1000 м, получим:

$t = 445$ с для $r_0 = 100$ м;

$t = 44500$ с для $r_0 = 1000$ м.

Поведение давления при двойной пустотности зависит от времени. Такой вывод следует из уравнений (8.3) и (8.5), в правой части которых второй и третий члены стремятся к 0 при больших значениях времени. Когда оба члена $Ei[-\lambda t_б/(1-\omega)\omega]$ и $Ei[-\lambda t_б/(1-\omega)]$ в уравнениях (8.3) и (8.5) исчезают, оба уравнения сводятся к случаю поведения давления при одном виде пустотности — пористости:

$$P_2(r_б,\ t_б) = \frac{1}{2} - Ei\,[(r_б^2/4t_б)] \tag{8.12}$$

или

$$P_2(r_б,\ t_б) = \frac{1}{2} \ln t_б/r_б^2. \tag{8.13}$$

Эта линейная полулогарифмическая зависимость является асимптотой в зависимости $P_б$ от $\log t_б$.

Задавая в качестве примера $\lambda=10^{-6}$ и $\omega=10^{-3}$ для $r_{скв}=10$ см и $a'=10^5$ см^2/с, получим время, справедливое для двух функций:

$$Ei\left[-\frac{\lambda t_б}{\omega(1-\omega)}\right] = Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\,\frac{a'}{r_{скв}^2}\,t\right] \approx 0,$$

если

$$-\frac{10^{-6}}{10^{-3}}\frac{10^{5}}{100}t \approx 5,$$

что приблизительно соответствует $t=5$ с, когда этот член становится пренебрежимо малым;

другой член

$$Ei\left(-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}t_{\text{б}}\right)=0,$$

если

$$\frac{\lambda t_{\text{б}}}{\omega(1-\omega)} \approx \lambda\frac{a'}{r_{\text{скв}}^2}t = 10^{-6}\frac{10^{5}}{10^{2}}t = 5,$$

что соответствует $t=5000$ с, когда этот член становится равным 0.

Следует заметить, что исследования по интерференции скважин могут показать характеристики пласта с двойной пустотностью только в том случае, если все члены уравнения (8.5) продолжают оставаться значимыми во время замеров в наблюдательной скважине. Из приведенного выше примера следует, что уравнение (8.5) сводится к уравнению (8.12) после $t=5000$ с.

Исходя из наблюдений, можно констатировать следующее. Характер двойной пустотности можно интерпретировать по имеющимся замерам, проведенным в наблюдательных скважинах, только если a' и λ имеют небольшие значения. Такое условие соответствует средним значениям трещинной проницаемости и связано с значительным различием между проницаемостью матрицы и трещин.

Если $a'=10^4$, предел справедливости приведенных выше функций Ei уменьшается соответственно до 50 и 50000 с.

Если $\lambda>10^{-6}$ и $K_{\text{тр.пл}}\approx 1$ мкм^2, то имеется большая вероятность того, что падение давления в наблюдательной скважине будет происходить аналогично падению давления в среде с одним видом пустотности — пористостью.

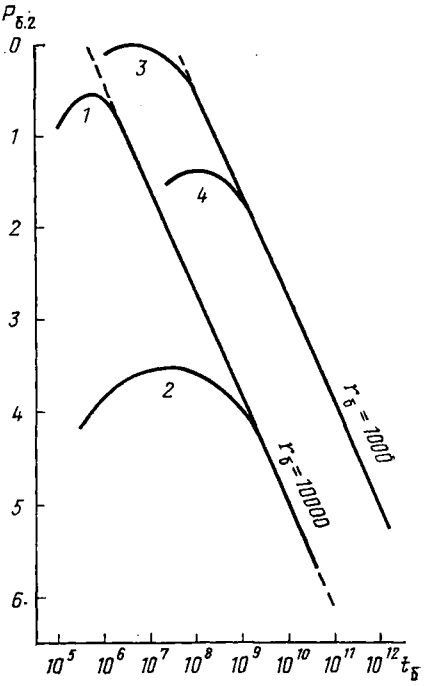
Если $\lambda<10^{-6}$ и $K_{\text{тр.пл}}\approx 0{,}1$ мкм^2, наличие двойной пустотности может проявляться по замерам давления в наблюдательной скважине.

Оценка роли параметра λ была проведена для постоянного значения $\omega=10^{-3}$ и двух значений $r_{\text{б}}$ (1000 и 10000). Результаты, полученные при использовании уравнения (8.3), показаны на рис. 8.1. Так как асимптота отражает зависимость между давлением и временем в условиях только пористой среды, все отклонения от прямой линии являются влиянием двойной пустотности. Из рис. 8.1 следует:

значение $\lambda=10^{-6}$ (кривые *1* и *3*) является нижним пределом значений λ при расчете в случае двойной пустотности; фактически наблюдается небольшое различие проницаемости матрицы и трещин;

Рис. 8.1. Кривые зависимости $P_{б2}$ — $t_б$ в наблюдательной скважине при различных значениях $r_б$ и λ ($\omega = 10^{-3}$).

1 — $r_б = 1000$, $\lambda = 10^{-6}$; *2* — $r_б = 1000$, $\lambda = 10^{-9}$; *3* — $r_б = 10\,000$, $\lambda = 10^{-6}$; *4* — $r_б = 10\,000$, $\lambda = 10^{-9}$



значение $\lambda = 10^{-9}$, соответствующее условиям значительного различия проницаемости матрицы и трещин, свидетельствует о существенных изменениях $P_{б2}$ в первый период замера падения давления в наблюдательной скважине;

влияние двойной пустотности проявляется более четко при меньших расстояниях между добывающей и наблюдательной скважинами (в случае *2* — $r_б = 1000$ по сравнению со случаем *4* — $r_б = 10000$).

в. Размерное выражение падения давления

На основании уравнений (8.3), (8.4) и (8.5)

$$\Delta P_{\text{тр.пл}} = m' \left[-Ei\left(-0{,}25\,\frac{r_б^2}{a't}\right) + Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\,\frac{a'}{r_{\text{скв}}^2}\,t\right] - Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}\,\frac{a'}{r_{\text{скв}}^2}\,t\right)\right] \tag{8.14}$$

или

$$\Delta P_{\text{тр.пл}} = m' \left[\log(2{,}246\,a't/r^2) + Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega(1-\omega)}\,\frac{a'}{r_{\text{скв}}^2}\,t\right] - Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}\,\frac{a'}{r_{\text{скв}}^2}\,t\right)\right], \tag{8.15}$$

где

$$m' = 1{,}15\,\frac{q_н \mu_н B_н}{2\pi h}\,\frac{1}{K_{\text{тр.пл}}}. \tag{8.16}$$

Справедливость приведенных уравнений следует из зависимостей (8.6), (8.7) и (8.8).

8.2.1.2. Методика расчета

а. Использование основных уравнений

На основании регистрации давления в наблюдательной скважине может быть построена диаграмма зависимости падения давления от логарифма (рис. 8.2). Когда зависимость ΔP—$\log t$ изображается прямой линией, наклон прямой m' даст падение давления за цикл времени, как и в случае пласта с межзерновой пустотностью.

Расчет трещинной проницаемости. На основании угла наклона m'

$$K = 1{,}15\,\frac{q\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}}{2\pi h m'}. \tag{8.17}$$

Расчет пьезопроводности a'. При экстраполяции асимптоты до $\Delta P_{\text{тр.пл}} = 0$ получим $\log 2{,}246\, a't/r^2 = 0$, что соответствует $2{,}246\, a' t/r^2 = 1$.

Определяя значения времени, как показано на рис. 8.2, получим

$$a' = [0{,}445\, r^2/t]_{\Delta P\dagger} = 0{,}445\, r^2/t_0. \tag{8.18}$$

Расчет суммарной вмещающей способности $\overline{\Phi C}$. На основании уравнения (8.4), используя значения a', рассчитанное ранее, получим

$$\overline{\Phi C} = K/\mu a'. \tag{8.19}$$

Расчет трещинной пустотности $\Phi_2 = \Phi_{\text{тр}}$. По определению уравнения (8.4) трещинная пустотность определяется непосредственно:

$$\Phi_2 = (\overline{\Phi C} - \Phi_1 C_1)/C_2. \tag{8.20}$$

Расчет соотношения пустотностей ω. Исходя из определения, данного в гл. 7,

$$\omega = \Phi_2 C_2/(\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2). \tag{8.21}$$

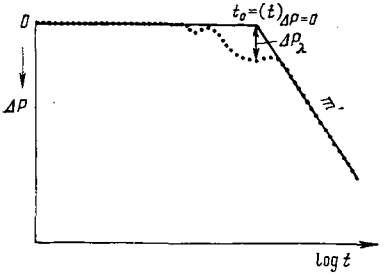


Рис. 8.2. Кривая зависимости ΔP — $\log t$ в наблюдательной скважине

Оценка обменной фильтрационной способности λ. На основании рассмотренных выше пределов применимости уравнения (8.5) выражение для падения давления при ма-

лом значении λ можно свести к следующему:

$$\Delta P_{б2} = \frac{1}{2}\left[\ln t_б / r_б^2 - Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right], \qquad (8.22)$$

откуда по аналогии с уравнением (7.31)

$$\Delta_{б2} = \frac{1}{2}\left[-Ei\left(-\frac{\lambda t_б}{1-\omega}\right)\right].$$

Выражение для $\Delta_{б2}$ в размерном виде можно переписать так:

$$\Delta P_\lambda\ [m = -Ei[-\lambda t_б/(1-\omega)], \qquad (8.22')$$

где ΔP_λ снимается, как показано на рис. 8.2, а $m = m'/2{,}3$.

б. Пример расчета

Между двумя скважинами (добывающей и наблюдательной), расстояние между которыми $D = 350$ м, были проведены исследования интерференции. Дебит добывающей скважины 1750 м³/сут, в наблюдательной скважине измерялось давление во времени (рис. 8.3).

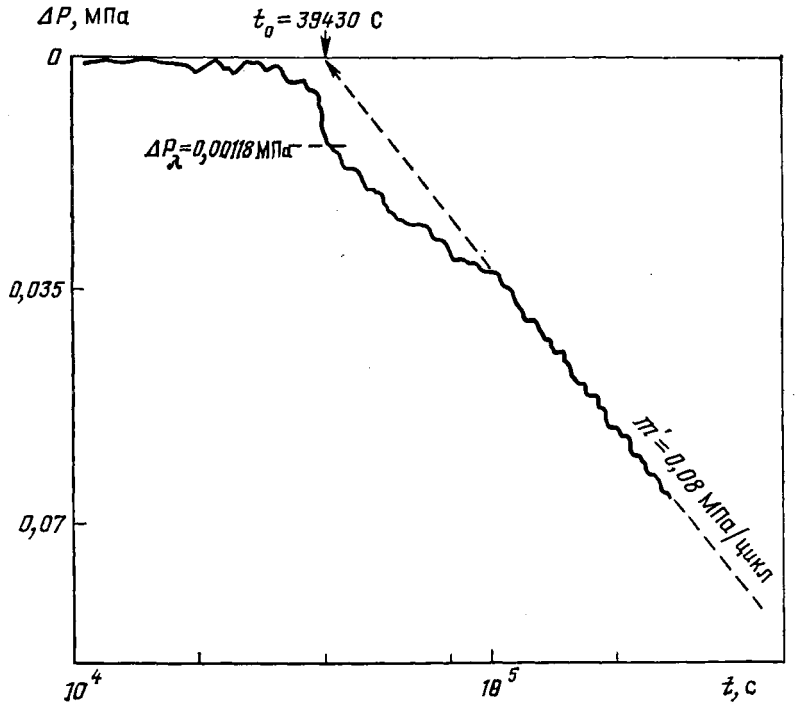


Рис. 8.3. Кривая зависимости падения давления от времени в наблюдательной скважине по регистрированным данным

Остальные данные следующие: $\mu_н = 1{,}2$ мПа·с, $B_н = 1{,}27$; $h = 109$ м; $\Phi_1 = 0{,}15$ (по керну и геофизическим данным); $C_1 = 2{,}6 \times 10^{-3}$ 1/МПа, $C_2 = 1{,}3 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа; $r_{скв} = 10$ см.

Из графика ΔP—$\log t$ (см. рис. 8.3) в полулогарифмическом масштабе находим:

$$m' = 0{,}08 \text{ МПа/цикл.}$$

Трещинная проницаемость вычисляется непосредственно из уравнения (8.17):

$$K_{тр.пл} = 1{,}15 \approx 0{,}65 \text{ мкм}^2.$$

Комплексный коэффициент пьезопроводности определяется из уравнения (8.18):

$$a' = 0{,}445\, r^2/t_0 = 13\,825 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Экстраполяция асимптоты до $\Delta P = 0$ дает $t_0 = 39430$ с.
Из уравнения (8.19)

$$\overline{\Phi C} = K/\mu a' = 3{,}918 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}.$$

По уравнению (8.20) рассчитывается трещинная пустотность:

$$\Phi_{тр} \approx \Phi_2 = (\overline{\Phi C} - \Phi_1 C_1)/C_2 \approx 0{,}00138.$$

Уравнение (8.21) дает безразмерную характеристику вмещающей способности пласта:

$$\omega = \Phi_2 C_2/\overline{\Phi C} = 0{,}00457.$$

Расчет λ. По кривой поведения давления на рис. 8.3 падение давления при $t = t_0$ составляет $\Delta P = \Delta P_\lambda = 0{,}00118$ МПа. Таким образом, из уравнения (8.22′) получаем:

$$\Delta P_\lambda \approx mEi\left[-\frac{\lambda}{1-\omega}\frac{a'}{r_{скв}^2}\,t\right] = 0{,}00118 \text{ МПа};$$

$$0{,}0118 = (0{,}08/2{,}3)\, Ei\left[-\lambda\,\frac{13825}{0{,}995\times 100}\;39430\right];$$

$$0{,}719 = \lambda \times 5{,}47 \times 10^6; \quad \lambda \approx 1{,}312 \times 10^{-7}$$

8.2.3.1. Метод решения для оценки источника

Исходя из дифференциального уравнения распределения давления, в котором имеется член, учитывающий влияние источника и характеризующий течение жидкости из матрицы в трещины при изменениях давления

$$\Delta^2(\Delta P_{тр.пл}) = \frac{1}{a_{тр.пл}}\,\frac{\partial P_{тр.пл}}{\partial t}\,\frac{\mu}{K_{тр.пл}}\,Q = 0, \tag{8.23}$$

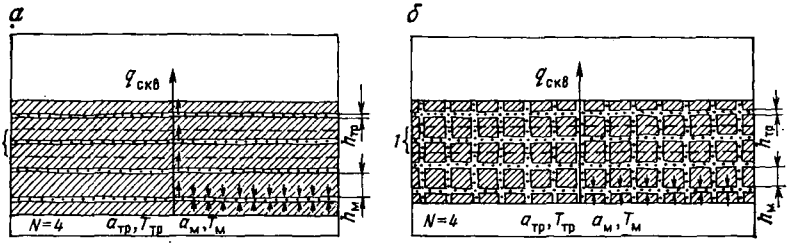


Рис. 8.4. Схема идеализированного пласта.

а — модель *1* — слоистая матрица; *б* — модель *2* — матрица в виде блоков. *1* — повторяющиеся элементы; N — число повторяющихся элементов; a — приведенная пьезопроводность; T — гидропроводность

Наджуриет [3] предложил использовать приближенное решение для начальных и граничных условий, выраженное решением для линейного источника:

$$\Delta P_{тр.пл} = -\frac{qB_н}{4\pi NT_{тр}} Ei\left(\frac{r^2}{4a_{с.д}t}\right), \tag{8.24}$$

где $a_{с.д}$ — составная диффузивность,

$$a_{с.д} = \frac{kh/\mu}{(\Phi_{ch})_{тр} + (\Phi_{ch})_м \Psi} = \frac{Kh/\mu}{(\Phi C)_{с.д}} = \frac{T}{(\Phi C)_{с.д}}. \tag{8.25}$$

При этом для моделей *1* и *2*, представленных на рис. 8.4, получим соответственно:

модель *1*

$$\left(\psi = \sqrt{t/T}\right) \tanh \sqrt{\delta/t}; \tag{8.26}$$

модель *2*

$$\left(\psi = \sqrt{t/T} \coth \sqrt{\delta/t} - t/\delta. \right). \tag{8.27}$$

Параметр δ связан с временем реагирования матрицы:

$$\delta = h_м^2/4a_м. \tag{8.28}$$

При исследовании интерференции скважин с использованием уравнения (8.24) можно отметить следующее.

Для меньших значений времени отклонение от поведения пласта с одним видом пустотности является следствием резкого различия таких характеристик трещинно-матричной системы, как $(\Phi ch)_{тр}$ и $(\Phi ch)_м$.

Для бóльших значений времени в соответствии с геометрией типа модели результаты будут следующими:

для модели *1* (слои)

$$a_{с.д\,1} = T/[(\Phi ch)_{тр} + (\Phi ch)_м]; \tag{8.29}$$

для модели *2* (кубы)

$$a_{с.д\,2} = 3T/[3(\Phi ch)_{тр} + (\Phi ch)_м]. \tag{8.30}$$

8.2.2. Влияние интерференции скважин в условиях восстановления давления

Условия восстановления давления возникают вследствие изменения режима работы скважины, когда дебит q_1 меняется дебитом q_2. Новый дебит может быть ниже прежнего $q_2 < q_1$ или даже равным 0. В случае $q_2 = 0$ вследствие эффектов суперпозиции восстановление безразмерного давления выражается следующим образом:

$$P_{б\,2} = \frac{1}{2}\left\{-Ei\left[-r^2/4\,(t_{б\,0}+\Delta t_б)\right]+Ei\left(-r_б^2/4\Delta t_б\right)-\right.$$

$$\left.-Ei\left[-\lambda\Delta t_б/\omega\,(1-\omega)\right]+Ei\left[-\lambda\Delta t_б/(1-\omega)\right]\right\}. \qquad (8.31)$$

В размерном выражении

$$\Delta P_{тр.пл} = m\left\{-Ei\left(-0{,}25\,\frac{r_0^2}{a'}\,\frac{1}{t_0+\Delta t}\right)+Ei\left(-0{,}25\,\frac{r_0^2}{a'}\,\frac{1}{\Delta t}\right)-\right.$$

$$\left.-Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega\,(1-\omega)}\,\frac{a'}{r_{скв}^2}\,\Delta t\right]+Ei\left(-\frac{\lambda}{1-\omega}\,\frac{a'}{r_{скв}^2}\,\Delta t\right)\right\}. \qquad (8.32)$$

Если первый и второй члены в правой части уравнений (8.31) и (8.32) при больших значениях времени Δt выразить через логарифм, то

$$\Delta P_{тр} = m\left\{\ln\frac{t_0+\Delta t}{\Delta t}-Ei\left[-\frac{\lambda}{\omega\,(1-\omega)}\,\Delta t_б\right]+\right.$$

$$\left.+Ei\left(\frac{\lambda}{1-\omega}\,\Delta t_б\right)\right\}. \qquad (8.33)$$

Справедливость уравнений (8.31) и (8.33) зависит от величины $\Delta t_б$, которую для малых значений ω и λ можно определить следующим образом:

$$\Delta t_б > 100\,w \qquad \text{для } \lambda \ll 1;$$

$$\Delta t_б > 100 - \frac{1}{\lambda} \qquad \text{для } \omega \ll 1. \qquad (8.33)$$

По данным регистрации восстановления давления в наблюдательной скважине решаются следующие задачи.

Уточнение угла наклона прямого участка зависимости восстановления давления от времени позволяет более правильно рассчитать значения Kh по асимптоте.

В случае $\lambda \ll 10^{-6}$, соответствующем или значительному различию проницаемости матрицы и трещин или очень большим размерам блока, линейная зависимость восстановления давления $\Delta P_{тр}$—$-\log(t_0+\Delta t)/\Delta t$ нарушится. Интерпретация такой «аномалии» может помочь в оценке основных расчетных параметров или в под-

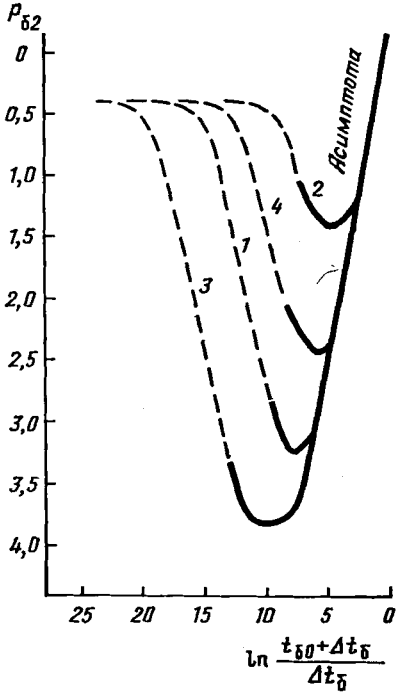


Рис. 8.5. Кривые зависимости восстановления безразмерного давления $P_{б2}$—$t_б$ для различных значений λ и $r_б$ ($\omega = 10^{-3}$).

1 — $t_{б0}=10^9$, $r_б=1000$, $\lambda=10^{-6}$; *2* — $t_{б0}=10^{10}$, $r_б=1000$, $\lambda=10^{-9}$; *3* — $t_{б0}=10^{11}$, $r_б=10\,000$, $\lambda=10^{-6}$; *4* — $t_{б0}=10^{11}$, $r_б=10\,000$ $\lambda=10^{-9}$

тверждении основных параметров, рассчитанных по данным падения давления в скважине.

Для оценки роли величин λ и $r_б$ с помощью уравнения (8.31) можно проанализировать различные варианты восстановления безразмерного давления (рис. 8.5). Из рис. 8.5 следует, что для одного и того же радиуса асимптота достигается раньше при меньших значениях λ (варианты *1, 3* $\lambda=10^{-6}$) и позже при бо́льших значениях (варианты *2, 4* $\lambda=10^{-9}$). В целом можно утверждать, что влияние эффекта остановки скважины на восстановление давления в наблюдательной скважине проявляется с запаздыванием при различии фильтрационных свойств матрицы и трещин ($\lambda=10^{-9}$). Это объясняется более длительным переходным периодом, необходимым для обмена флюидом между матрицей и трещинами в случае значительно более низкой проницаемости матрицы по сравнению с проницаемостью системы трещин ($K_{тр} \ll K_м$).

Результаты исследований по восстановлению давления могут быть затем выражены в безразмерных величинах давления и времени путем использования уравнений (8.4) для $t_б$ и a' и уравнения (8.16) для зависимости $\Delta P_{б\,2}=\Delta P_{тр}/m$, как показано в уравнении (8.33). Процедура вычислений аналогична используемой в случае падения давления, на нее может быть распространен тот же подход, который был рассмотрен в гл. 7 для добывающих скважин.

8.3. Оценка анизотропии в трещиноватых коллекторах

8.3.1. Теоретический обзор

На основании рассмотренного в разделе 6.1 векторного представления скорости и проницаемости выражение (6.16) можно преобразовать для тензора проницаемости:

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр}} = \begin{vmatrix} K_{11} & K_{12} & K_{13} \\ K_{21} & K_{22} & K_{23} \\ K_{31} & K_{32} & K_{33} \end{vmatrix} \tag{8.34}$$

Исходя из концепций, разработанных при выводе уравнений (6.15)—(6.21), тензор трещинной проницаемости (уравнение (6.21) можно выразить в виде

$$\boldsymbol{K}_{\text{тр}} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{n} b_i^3 A_{\text{г.тр.}\,i} \overline{\overline{I}}. \tag{8.35}$$

Для случая трех взаимно перпендикулярных систем трещин выражение для тензора трещинной проницаемости сводится к виду

$$K_{\text{тр}} = \frac{1}{6} b^3 A_{\text{г.тр}\,i} \overline{\overline{I}}. \tag{8.36}$$

В случае одинарной системы трещин выражение для тензора сокращается:

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр}} = \frac{b^3 A_{\text{г.тр}\,i}}{12} \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \tag{8.37}$$

В случае двух ортогональных систем трещин

$$\overline{\overline{K}}_{\text{тр}} = \frac{b^3 A_{\text{г.тр}\,i}}{12} \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{vmatrix} \tag{8.38}$$

Если рассматривать тензор $K_{\text{тр}}$ в условиях анизотропной трещиноватой системы, где течение подчиняется закону Дарси

$$\vec{v} = -\frac{\overline{\overline{K}}_{\text{тр}}}{\mu} \overline{\nabla P}, \tag{8.39}$$

компоненты скорости, выраженные через главные значения тензора, будут иметь вид:

$$v_1 = \frac{K_1^0}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x_1}; \quad v_2 = \frac{K_2^0}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x_2}; \quad v_3 = \frac{K_3^0}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x_3} \tag{8.40}$$

Решая затем уравнения (8.40) с уравнением неразрывности, получим уравнение для случая установившегося течения:

$$K_1^0 \frac{\partial^2 P}{\partial x_1^2} + K_2^0 \frac{\partial^2 P}{\partial x_2^2} + K_3^0 \frac{\partial^2 P}{\partial x_3^2} = 0. \tag{8.41}$$

Это уравнение может быть преобразовано для случая эквивалентного течения в изотропной пористой среде путем использования соотношения эквивалентности между геометрическими значениями и направленной проницаемостью. Упрощенное выражение такой эквивалентности

$$x_i' / x_i = C\sqrt{K_i^0}, \tag{8.42}$$

где C — эквивалентная константа.

Эквивалентность для трехкомпонентного соотношения

$$K' = \sqrt[3]{K_1^0 K_2^0 K_2^0} \tag{8.43}$$

и соответственно

$$x_1' = (K_2^0 K_3^0 / K_1^{0\,2})^{1/6} x_1; \quad x_2' = (K_1^0 K_3^0 / K_2^{0\,2})^{1/6} x_2;$$

$$x_3' = (K_1^0 K_2^0 / K_3^{0\,2})^{1/6} x_3. \tag{8.44}$$

Аналогично для двух компонентов

$$K' = \sqrt{K_1^0 K_2^0}; \tag{8.45}$$

$$x_1' = (K_2^0 / K_1^0)^{1/4} x_1; \quad x_2' = (K_1^0 / K_2^0)^{1/4} x_2; \quad C = (K_1^0 K_2^0)^{1/4} x_3. \tag{8.46}$$

8.3.2. Анизотропия и течение жидкости к скважине

8.3.2.1. Анизотропия в случае установившегося притока к скважине

а. Распределение давления

В первом упрощенном приближении можно рассматривать ортогональную систему координат x, y и z, где x и y — оси, соответствующие направлениям максимальной и минимальной осей эллипса проницаемости, а ось z совпадает с осью скважины.

Уравнение стационарного течения тогда имеет вид

$$K_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = 0. \tag{8.47}$$

Аналогичная процедура может быть использована для стабилизированного плоскорадиального течения, где эквивалентные параметры x_1' и x_2' будут связаны с эквивалентной константой C (зависящей, например, от граничных условий):

$$P(x', y') = \frac{Q\mu B}{2\pi\sqrt{K_x K_y}\, h} \ln r' + C. \tag{8.48}$$

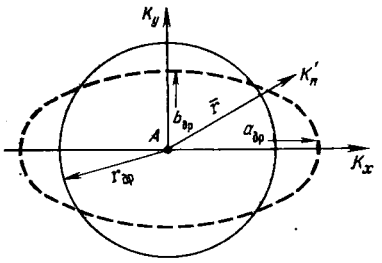


Рис. 8.6. Границы зоны дренирования скважиной в анизотропном и изотропном пластах.
A — добывающая скважина

В цилиндрических координатах (рис. 8.6) распределение давления может быть записано в виде

$$P(\bar{r}) = \frac{Q\mu B}{2\pi\sqrt{K_x K_y}\,h} \ln \bar{r} \Big/ \sqrt{K_n'} + C_1', \tag{8.49}$$

где r — радиус вектора, а K_n' — проницаемость вдоль того же направления потока.

При постоянном давлении уравнение (8.49) будет уравнением эллипса, в котором отношение осей $a_{экв}/b_{экв}$ пропорционально отношению K_x/K_y. Этот эллипс представляет собой линию изобар, а также линию, определяющую внешнюю и внутреннюю границы зоны дренирования скважины (рис. 8.6).

б. Эквивалентный радиус внешней границы зоны дренирования $r'_{др}$

Граница анизотропного коллектора представляется в виде эллипса с осями $a_{др}$, $b_{др}$ и может быть связана с изотропной радиальной границей $r_{др}$ при помощи уравнения

$$r_{др} = (a_{др} + b_{др})/2, \tag{8.50}$$

где физически соотношение осей пропорционально соотношению проницаемостей:

$$a_{др}/b_{др} = \sqrt{K_x/K_y}. \tag{8.51}$$

Из этого следует, что оси эллиптической границы будут равны:

$$a_{др} = 2r_{др}\sqrt{K_x}/(\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y});\ b_{др} = 2r_{др}\sqrt{K_y}/(\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y}). \tag{8.52}$$

Из определения эквивалентной длины

$$a_{др}'/r_{др}' = C/\sqrt{K_x} \text{ и } b_{др}'/r_{др} = C/\sqrt{K_y}. \tag{8.53}$$

Размер эквивалентной радиальной границы притока может быть получен как функция данных по анизотропии:

$$r_{др}' = \frac{a_{др}' + b_{др}'}{2} = \frac{4r_{экв}C}{2}\,\frac{1}{\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y}} = \frac{2r_{экв}C}{\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y}}. \tag{8.54}$$

в. Эквивалентный радиус внутренней границы зоны дренирования $r'_{скв}$

На основании того же определения эквивалентной длины, выражаемого уравнением (8.42), имеем

$$a'_{скв}/r_{скв} = C/\sqrt{K_x}; \quad b_{скв}/r_{скв} = C/\sqrt{K_y} \tag{8.55}$$

и далее выражения для параметров скважины

$$r'_{скв} = (a'_{скв} + b'_{скв})/2 = r_{скв}C\,(\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y})/2\sqrt{K_xK_y}, \tag{8.56}$$

По аналогии для любого радиуса r в пределах области течения эквивалентный радиус будет равен

$$r' = rC\,(\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y})/2\sqrt{K_xK_y}. \tag{8.56'}$$

г. Эквивалентная радиальная скорость течения

Дебит скважины в пределах эквивалентной радиальной границы, исходя из уравнений (8.53) и (8.55), будет равен

$$Q = \frac{2\sqrt{K_xK_y}\,h\,(P_{др} - P_{скв})}{\mu B \ln r'_{др}\,r'_{скв}} = \frac{2\pi\sqrt{K_xK_y}\,h\,(P_{др} - P_{скв})}{\mu B \ln \dfrac{r_{др}}{r_{скв}}\,4\,\dfrac{\sqrt{K_xK_y}}{(1 + K_x/K_y)^2}} \tag{8.57}$$

или

$$Q = \frac{2\pi\bar{K}h\,(P_{др} - P_{скв})}{\mu B \ln \dfrac{r_{др}}{r_{скв}}}, \tag{8.58}$$

где

$$\psi = 4\sqrt{K_x/K_y}/(1 + \sqrt{K_x/K_y})^2; \quad \bar{K} = \sqrt{K_xK_y}. \tag{8.59}$$

8.3.2.2. Анизотропия и интерференция скважин в условиях установившейся фильтрации

а. Вариант с двумя добывающими скважинами

В случаях двух скважин A и B, добывающих из одного и того же пласта, расположенных на расстоянии D друг от друга, классическое уравнение, описывающее интерференцию, имеет вид

$$Q = \frac{2\pi\sqrt{K_xK_y}\,h\,(P_{др} - P_{скв})}{\mu B \ln r'^{\,2}_{др}/2D'r'_{скв}}, \tag{8.60}$$

где $r'_{др}$, $r'_{скв}$ и D' — эквивалентные длины в однородном пласте, заменяющем реальный анизотропный пласт (рис. 8.7).

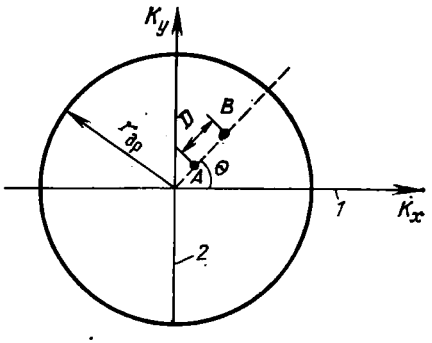


Рис. 8.7. Схема, иллюстрирующая интерференцию между двумя добывающими скважинами A и B в анизотропном пласте.

Оси анизотропии: *1* — большая, *2* — малая

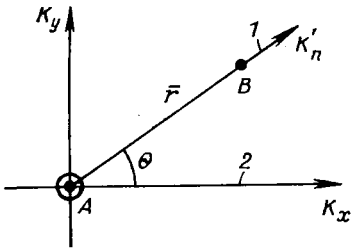


Рис. 8.8. Схема, иллюстрирующая интерференцию между добывающей A и наблюдательной B скважинами в анизотропном пласте.

1 — линия, соединяющая скважины, по которой ведутся измерения; *2* — большая ось анизотропии

Поскольку

$$D' = \frac{D}{\sqrt{K'_n}} = D\sqrt{1 - \frac{K_1 - K_2}{K_1}\cos^2\theta}\,\frac{1}{\sqrt{K_2}}, \tag{8.61}$$

дебит каждой скважины определяется в результате решения уравнения (8.61) совместно с уравнениями (8.54), (8.55), (8.60):

$$Q = \frac{2\pi\sqrt{K_x K_y}\; h\,(P_{др} - P_{скв})}{\mu_н B_н \ln\dfrac{r_{др}}{r_{скв}}\,\xi}, \tag{8.62}$$

где

$$\sqrt{K_x K_y} = \overline{K} \tag{8.63}$$

$$\xi = 4\frac{r_{др}}{D}\,\frac{(\sqrt{K_y}/\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y})^2}{[1 - (K_x - K_y)\cos^2\theta/K_x]^{1/2}\,(\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y})/\sqrt{K_x}}. \tag{8.64}$$

в. Вариант с добывающей и наблюдательной скважинами

Скважина A — добывающая с дебитом Q, наблюдательная скважина B расположена от нее на расстоянии $\bar{r}$ (рис. 8.8). При стационарном течении распределение давления P (r) будет определяться уравнением (8.49) с подстановкой в него радиуса скважины $(r = r_{скв})$ и давления в ней $(P = P_{скв})$.

Для радиуса r в соответствии с уравнением (8.56)

$$r' = Cr\,(\sqrt{K_x} + \sqrt{K_y})/2\sqrt{K_x K_y}, \tag{8.65}$$

и зависимость давления от радиуса имеет вид

$$P(\bar{r}) = P_{\text{скв}} + \frac{Q\mu B}{2\pi\sqrt{K_x K_y}\,h} \ln \frac{2\sqrt{K_x K_y}}{r_{\text{скв}}\left(\sqrt{K_x}+\sqrt{K_y}\right)} \frac{1}{\sqrt{K_n'}} \tag{8.66}$$

или

$$2r\sqrt{K_x K_y}\Big/\sqrt{K_n'}\, r_{\text{скв}}\left(\sqrt{K_x}+\sqrt{K_y}\right) e^{2\pi h (P - P_{\text{скв}})/Q\mu \sqrt{K_x/K_y}} \tag{8.67}$$

Подставляя значение дебита Q для установившегося течения из уравнения (8.58) и задавая $\psi = 1$, в сочетании с уравнением (8.67) получаем, что по направлению течения

$$F/K_n' \approx (r_{\text{скв}}/r)\, e^{[2\,(P - P_{\text{скв}})\ln r_{\text{др}}/\, r_{\text{скв}}]/[(P_{\text{др}} - P_{\text{скв}})]} =$$

$$= (r_{\text{др}}/r)^2\, e^{(P - P_{\text{скв}})/(P_{\text{др}} - P_{\text{скв}})}, \tag{8.68}$$

где

$$F = \left[\frac{2\sqrt{K_x K_y}}{\sqrt{K_x}+\sqrt{K_y}}\right]^2 = \frac{4K_x K_y}{\left(\sqrt{K_x}+\sqrt{K_y}\right)^2} = \frac{4K_x}{\left(\sqrt{K_x/K_y}+1\right)^2}. \tag{8.69}$$

Далее, угол θ между большой осью анизотропии и линией, соединяющей скважины, по которой ведутся измерения, получаем из уравнения

$$\cos^2\theta/K_x + \sin^2\theta/K_y = F/K_n'. \tag{8.70}$$

Очевидно, что если F/K_n' и θ известны, можно определить направления K_x и K_y.

8.3.3. Оценка анизотропии

8.3.3.1. Большая и малая оси трещинной проницаемости и их ориентации

Как видно из основных уравнений, приведенных выше, относительное расположение добывающей и наблюдательной скважин, дебит и данные о давлении являются основными показателями, необходимыми для определения характеристик анизотропии: K_x, K_y, θ и K_n Однако если добывающие и наблюдательные скважины расположены относительно друг друга не по симметричной сетке, то решение проблемы усложняется тем, что количество переменных будет больше, чем количество уравнений (табл. 8.1).

а. Упрощенные варианты

Для преодоления указанных трудностей при решении проблем, связанных с анизотропией, может оказаться весьма полезным исполь-

Таблица 8.1

Вариант	Скважины	Номер рисунка	Номер уравнения	Неизвестные параметры
1	Добывающая A	8.6	(8.58)	K_x, K_y
2	Добывающая A Добывающая $A+B$	8.6 8,7	(8.58) (8.62)	K_x, K_y
3	Добывающая A Добывающая + реагирующая $A+B$	8.6 8,8	(8.58) (8.62) (8.68)	K_x, K_y θ, K_n

зование упрощенной геометрии расположения добывающих и наблюдательных скважин. В качестве примеров ниже приводится несколько простых случаев.

Случай 1. Два взаимно ортогональных направления измерений. На рис. 8.9 показано расположение скважин A, B и C, из которых A — добывающая, а B и C — наблюдательные скважины, при котором линии AB и AC образуют два взаимно ортогональных направления аналогично осям K_x и K_y.

Введя проницаемость по направлениям K'_{nB} и K'_{nC}, получим

$$K'_{nB}/K'_{nC} = K_x/K_y \tag{8.71}$$

и далее

$$K_x/K_y = K'_{nB}/K'_{nC} = r_{AB}^2/r_{AC}^2 = \\ = e^{(P_C - P_{скв})/(P_{др} - P_{скв})} \Big/ e^{(P_B - P_{скв})/(P_{др} - P_{скв})} \tag{8.72}$$

Отношение K_x/K_y определяется из уравнения (8.72) по данным о расположении скважин (r_{AB}, r_{AC}) и значений динамического давления P_C и P_B, замеренных в наблюдательных скважинах; $P_{скв}$ и $P_{др}$, соответственно динамическое давление в скважине A и статическое давление на внешней границе.

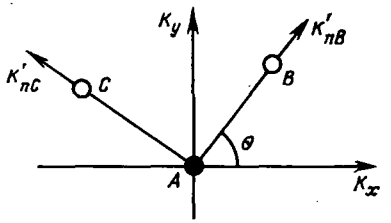


Рис. 8.9. Вариант расположения скважин A, B и C, когда линии AB и AC взаимно перпендикулярны

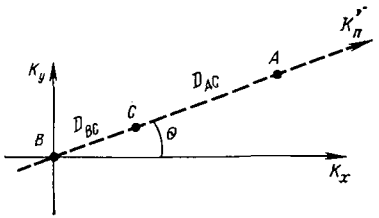


Рис. 8.10. Вариант расположения скважин A, B, C на одной линии

Другие параметры получаются следующим образом:

подставляя значение K_x/K_y в уравнение (8.59), получим параметр Ψ;

подставляя значение Ψ в уравнение (8.58), получим проницаемость $\overline{K}=\sqrt{K_xK_y}$;

отдельные значения K_x и K_y рассчитываются по величине Ψ и K;

выражение F/K'_{nB} определяется из уравнения (8.68), а затем находится угол θ из уравнения (8.70).

Случай 2. Три скважины расположены на одной линии. При расположении скважин на одной прямой (рис. 8.10) расчеты ведутся следующим способом.

Последовательная добыча из скважин A, B и C при одинаковых забойных динамических давлениях приведет к проявлению эффекта интерференции между скважинами A и C и скважинами B и C. Из уравнения (8.62)

$$\frac{1}{Q_A}-\frac{1}{Q_B}=\frac{\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}}{2\pi\overline{K}h\,(P_{\text{др}}-P_{\text{скв}})}\left(\ln\frac{r_{\text{др}}}{r_{\text{скв}}}\xi_{AC}-\ln\frac{r_{\text{др}}}{r_{\text{скв}}}\xi_{BC}\right) \tag{8.73}$$

или

$$\frac{Q_B-Q_A}{Q_A\,Q_B}=\frac{\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}}{2\pi\,\overline{K}\,h\,(P_{\text{др}}-P_{\text{скв}})}\ln D_{BC}/D_{AC}, \tag{8.74}$$

и, наконец,

$$\overline{K}=\sqrt{K_xK_y}=\frac{\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}Q_N\,Q_B}{2\pi h\,(Q_A-Q_B)\,(P_{\text{др}}-P_{\text{скв}})}\ln\frac{D_{BC}}{D_{AC}} \tag{8.75}$$

Если добыча ведется из отдельной скважины, например из скважины C, значения Ψ и затем K_xK_y можно сразу получить из уравнений (8.58) и (8.59).

K_x и K_y определяются затем из значений K_x/K_y и K_xK_y.

Если из отдельной скважины, например из скважины C, ведется добыча, а скважина A — наблюдательная, выражение F/K'_n получается из уравнения (8.68).

Зная величины K_x и K_y, а также F/K'_n, из уравнения (8.70) можно найти угол θ.

б. Пример расчета

На трех скважинах была проведена серия исследований. Скважины были расположены на одной линии, как показано на рис. 8.11. Необходимо оценить анизотропию пласта.

Исходные данные для расчетов: $H=150$ м; $\mu_{\text{н}}=1{,}16$ мПА·с; $B_{\text{н}}=1{,}38$; $P_{\text{др}}=16{,}9$ МПа (по скважине C); соответственно размеры границ $r_{\text{др}}\approx 3$ км и $r_{\text{скв}}\approx 10$ см.

Фаза 1. При последовательной добыче из скважин A, B в условиях одинакового динамического забойного давления во всех

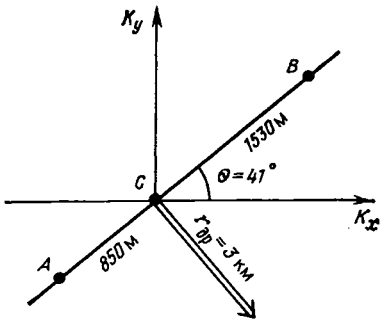


Рис. 8.11. Пример расчетов для варианта расположения скважин *A*, *B* и *C* на одной линии

скважинах ($P_{скв}=16{,}65$ МПа) — были получены следующие дебиты: $Q_A=823{,}9$ м³/сут; $Q_B=732{,}5$ м³/сут.

Используя уравнение (8.75), получим

$$\overline{K} \approx 0{,}305 \text{ мкм}^2$$

Фаза 2. Добыча из скважины *C* при использовании скважин *A* и *B* в качестве наблюдательных составила 545,8 м³/сут при забойном динамическом давлении в скважине $P_{скв}=16{,}545$ МПа.

Из уравнения (8.58)

$$\ln \frac{r_{др}}{r_{скв}} \psi = \frac{2\pi \overline{K} h \Delta P}{Q \mu_н B_н} \approx 10{,}61,$$

откуда

$$\psi = \frac{r_{скв}}{r_{др}} e^{10{,}61} = 0{,}779.$$

Затем из уравнения (8.59)

$$\sqrt{K_x/K_y} = \sqrt{7{,}72} = 2{,}77.$$

Из значений $\sqrt{K_x K_y}=0{,}305$ и $\sqrt{K_x/K_y}=2{,}77$ получим

$K_x = 0{,}85$ и $K_y = 0{,}11$ мкм².

Фаза 3. Если в процессе добычи из скважины *C* запись давления в скважине *B* показала величину $P_{скв}=16{,}629$ МПа, то в этом случае можно использовать уравнение (8.68):

$$F/K_n' \approx (r_{др}/r)^2 e^{(P - P_{скв})/(P_{др} - P_{скв})} = 4{,}88$$

Из уравнения (8.70) следует:

$$\cos^2 \theta/0{,}58 + \sin^2 \theta/0{,}11 = 4{,}88$$

В результате $\theta \approx 41°$ (см. рис. 8.11).

8.3.3.2. Оценка пустотности в случае анизотропного трещиноватого пласта-коллектора

Если пласт неизотропен и содержит различно расположенные системы трещин, проницаемость и пустотность его будут зависеть от

ориентации каждой системы трещин. Основные компоненты эллипсоида будут тогда определяться следующим образом:

$$K_x = K_{\text{тр.пл}\,x} = \frac{1}{12}\sum_{i=1}^{n} b_i^3 A_{\text{г.тр}\,i}\sin^2\theta_{x\,i}; \tag{8.76}$$

$$K_y = K_{\text{тр.пл}\,y} = \frac{1}{12}\sum_{i=1}^{n} b_i^3 A_{\text{г.тр}\,i}\sin^2\theta_{y\,i},$$

а пустотность

$$\Phi_{\text{тр}} = \sum_{i=1}^{n} b_i A_{\text{г.тр}\,i}. \tag{8.77}$$

При использовании этих уравнений отсутствие детального знания распределения трещин делает невозможным определение $\Phi_{\text{тр}}$ как функции анизотропии, выражаемой параметрами K_x и K_y. Единственным решением является применение упрощенной геометрии трещиноватости для обработки результатов исследования скважин.

а. Взаимосвязь $\Phi_{\text{тр}}$ и коэффициента продуктивности в анизотропном пласте

В первом приближении можно представить упрощенный случай, когда коллектор образован блоками матрицы, разделенными n вертикальными трещинами равной раскрытости b.

Анизотропия может быть получена из уравнения (8.76) в виде

$$K_x + K_y = \frac{1}{12} b^3 A_{\text{г.тр}}. \tag{8.76'}$$

Аналогично

$$\Phi_{\text{тр}} = bA_{\text{г.тр}}. \tag{8.77'}$$

Подставляя b из (8.76′) в (8.77′), получим

$$\Phi_{\text{тр}} = \left[12\,(K_x + K_y)\,A_{\text{г.тр}}^2\right]^{1/3} = \left[12\sqrt{K_x K_y}\left(\sqrt{\frac{K_x}{K_y}} + \sqrt{\frac{K_y}{K_x}}\right)A_{\text{г.тр}}^2\right]^{1/3}. \tag{8.78}$$

Поскольку из уравнения (8.58) следует упрощение

$$\sqrt{K_x K_y} \approx \frac{Q_{\text{н}}\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{2\pi h\Delta P} = PI\frac{\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{2\pi h}, \tag{8.79}$$

пустотность как функция коэффициента продуктивности будет иметь вид

$$\Phi_{\text{тр}} = \left[PI \frac{6A_{\text{г.тр}}\mu_{\text{н}}B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{\pi h} \left(\sqrt{\frac{K_x}{K_y}} + \sqrt{\frac{K_y}{K_x}} \right) \right]^{1/3}. \qquad (8.80)$$

б. Различные случаи

1. Две взаимно ортогональные вертикальные системы трещин. Если $b_x = b_y$, но $A_{\text{г.тр}x} \neq A_{\text{г.тр}y}$, густота трещин запишется в виде $A_{\text{г.тр}} = A_{\text{г.тр}x} \neq A_{\text{г.тр}y}$.

Из уравнения (8.76)

$$\sqrt{K_x K_y}\, \frac{b^3}{12} \sqrt{A_{\text{г.тр}\,x} A_{\text{г.тр.}\,y}} = \frac{\Phi_{\text{тр}}^3}{12 A_{\text{г. тр}}^3} \sqrt{A_{\text{в.тр}\,x} A_{\text{г.тр}\,y}}, \qquad (8.81)$$

откуда

$$\Phi_{\text{тр}} = A_{\text{г.тр}} \left(\frac{12\sqrt{K_x K_y}}{A\sqrt{A_{\text{г.тр}\,x} A_{\text{г.тр}\,y}}} \right)^{1/3} =$$

$$= A_{\text{г.тр}} \left(PI \frac{6\mu_{\text{н}}B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{\pi h \sqrt{A_{\text{г.тр}\,x} A_{\text{г.тр}\,y}}} \right)^{1/3}. \qquad (8.82)$$

Если $b_x = b_y$ и $A_{\text{г.тр}x} = A_{\text{г.тр}y} = A_{\text{г.тр}}$, трещинную пористость можно получить из преобразования уравнения (8.82):

$$\Phi_{\text{тр}} = 2 \left(PI \frac{6\mu_{\text{н}}B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{\pi h} A_{\text{г.тр}}^2 \right)^{1/3} \qquad (8.83)$$

2. Три взаимно ортогональные системы трещин. Если $b_x = b_y = b_z$, но $A_{\text{г.тр}x} \neq A_{\text{г.тр}y} \neq A_{\text{г.тр}z}$, то

$$\Phi_{\text{тр}} = A_{\text{г.тр}} \left[PI \frac{6\mu_{\text{н}}B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{\pi h \sqrt{(A_{\text{г.тр}\,x} + A_{\text{г.тр}\,y})(A_{\text{г.тр}\,y} + A_{\text{г.тр}\,z})}} \right]^{1/3}. \qquad (8.84)$$

В случаях хаотичного расположения трещин или только одной горизонтальной системы трещин

$$A_{\text{г.тр}} = (\pi/2) L_{\text{г.тр}} \qquad (8.85)$$

и соответственно

$$\Phi_{\text{тр}} = \sqrt{PI \frac{3\mu_{\text{н}}B_{\text{н}} \ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}{h} L_{\text{г. тр}}^2}. \qquad (8.86)$$

8.3.3.3. Определение проницаемости и ориентации трещин по данным неустановившегося течения

Использование неустановившегося давления для случая определения анизотропной проницаемости с достаточной точностью возможно по методу Елкинса [4], который был применен при разработке месторождения Спраберри.

Приводимый ниже вариант метода для случая с двумя скважинами может быть далее распространен на большее число добывающих и наблюдательных скважин, расположенных на той же структуре.

а. Методика расчета

Рассмотрим добывающую скважину A и наблюдательную скважину B (рис. 8.12) в произвольно выбранной декартовой системе координат с центром 0. Будем использовать следующую методику расчета.

Для добывающей скважины A определяем наклон m' из зависимости давления от логарифма времени, откуда получаем проницаемость

$$\overline{K} = 1{,}15\,\frac{\varsigma\mu B}{2\pi h}\,\frac{1}{m'}. \tag{8.87}$$

Пьезопроводность может быть рассчитана по формуле

$$a' = \frac{\overline{K}}{(\Phi_1 C_1 + \Phi_2 C_2)\,\mu} \approx \frac{\overline{K}}{\Phi C \mu} \approx \frac{\overline{K}}{\Phi_1 C_1 \mu}, \tag{8.88}$$

где Φ приближенно приравнивается к пористости матрицы Φ_1.

Величины $x—x_0$ и $y—y_0$ определяются для различных углов θ, как показано на рис. 8.12.

Для каждого угла θ рассчитывается перепад давления по формуле

$$\Delta P = -m'/2,\,3Ei\left[-\frac{(x-x_0)+(y-y_0)}{4a'}\,\frac{1}{t_{\text{зам}}}\right], \tag{8.89}$$

где $t_{\text{зам}}$ — замер времени на момент замера перепада давления в наблюдательной скважине; $\Delta P_{\text{расч}}$ — расчетный перепад давления из уравнения (8.89).

Отношение $\Delta P_{\text{расч}}/\Delta P_{\text{зам}}$ укажет наиболее вероятное значение угла θ, при котором $\Delta P_{\text{расч}}/\Delta P_{\text{зам}} \approx 1$, как на рис. 8.13.

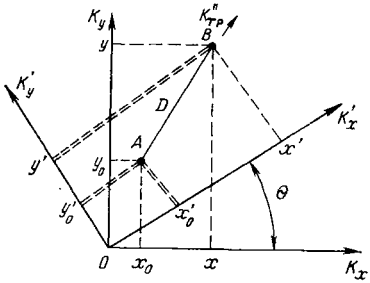


Рис. 8.12. Оценка угла θ по наблюдениям и расчетным данным о падении давления.
$K''_{тр}$ — проницаемость трещин по главной оси

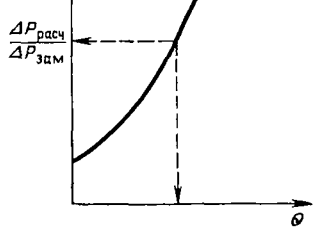


Рис. 8.13. Кривая зависимости $(\Delta P_{\text{расч}}/\Delta P_{\text{зам}})—\theta$

Расстояние D остается неизменным, но его проекции изменяются с изменением угла θ.

Зная направление большой оси проницаемости K_n, можно оценить значения K_x и K_y, принимая, что для результирующего значения θ

$$\frac{K_y}{K_x} = \frac{y - y_0}{x - x_0}. \tag{8.90}$$

Решая это уравнение совместно с уравнением

$$K_x K_y = \overline{K}^2, \tag{8.91}$$

где $\overline{K}$ определяется из уравнения (8.87), можно оценить оба значения K_x и K_y.

б. Обсуждение уравнения (8.89)

Падение давления в наблюдательной скважине в случае анизотропного трещиноватого пласта может быть описано следующим уравнением [4]:

$$\Delta P = -\frac{1}{2}\,\frac{q\mu B}{2\pi\sqrt{K_x K_y}}\,\frac{1}{h}\,Ei\left[-\frac{(x-x_0)^2/K_x + (y-y_0)^2/K_y}{4/\Phi C\mu}\,\frac{1}{t}\right], \tag{8.93}$$

в котором, если $x - x_0$ и $y - y_0$ — значения проекции расстояния D на систему ортогональных осей K_x и K_y,

$$K_x = \overline{K}\,[D/(x - x_0)] \quad \text{и} \quad K_y = \overline{K}\,[D/(y - y_0)]. \tag{8.94}$$

Совместное решение уравнений (8.93) и (8.94) сводит выражение для падения давления в наблюдательной скважине к упрощенному уравнению (8.89).

в. Пример расчета

Скважины A — добывающая и B — наблюдательная исследуются в течение неустановившегося периода работы скважины A (рис. 8.14). Необходимо найти анизотропию пласта на основании результатов определения зависимости давления от времени в скважинах A и B.

Известны следующие данные:

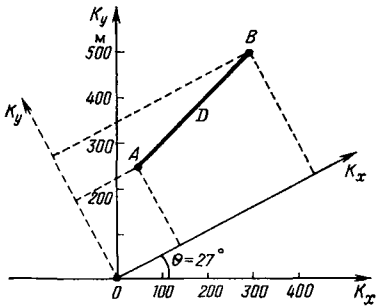


Рис. 8.14. Пример расчета анизотропии для скважин A (добывающая) и B (наблюдательная) в анизотропном пласте с осями анизотропии K_x и K_y

$q=1337{,}9$ м³/сут (15520 см³/с); $h=50$ м: $\mu_н=1{,}4$ мПа·с; $B_н=1{,}26$; $\Phi_м=14{,}8\%$; $C_1=1{,}7\cdot10^{-3}$ 1/МПа.

В наблюдательной скважине в момент времени $t_{зам}=200000$ с был зарегистрирован перепад давления $\Delta P_{зам}=0{,}1345$ МПа.

Для расчета по уравнению (8.89) необходимо провести следующие определения.

Для добывающей скважины A по линейной зависимости $\Delta P_{тр}-\log t$ определяется наклон прямого участка кривой $m'=0{,}218$ МПа/цикл. Из уравнения (8.87)

$$\overline{K}=\frac{1{,}15q\mu_н B_н}{1\pi hm'}=0{,}459 \text{ мкм}^2$$

Значение пьезопроводности a' находится из уравнения (8.88):

$$a'=\overline{K}/\Phi C\mu=12500 \text{ см}^2/\text{с}.$$

Величина $m'/2{,}3=0{,}0949$ МПа/цикл.

Для $D=350$ м и $t_0=200000$ с

$$\Delta P_{расч}=-m\frac{Ei}{10}\left[-D\frac{(x-x_0)+(y-y_0)}{4a't_0}\right]=$$

$$=0{,}0949\frac{Ei}{10}\left[-\frac{35000\,(x-x_0)+(y-y_0)}{4\times12\,500\times2\times10^5}\right]$$

или

$$\Delta P_{расч}=-0{,}0949\frac{Ei}{10}\{-3{,}5\times$$

$$\times10^{-6}[(x-x_0)+(y-y_0)]\}.$$

Теперь необходимо оценить $(x-x_0)$ и $(y-y_0)$ в зависимости от θ. При вращении осей ортогональной системы координат на угол θ величины $(x-x_0)$ и $(y-y_0)$ становятся проекциями линии D на оси K_x и K_y. Если угол $\theta=10°$, то $(x-x_0)=28671$ см, а $(y-y_0)=20075$ см.

Подставляя для $\theta=10°$ значения $(x-x_0)$ и $(y-y_0)$, получаем

$$\Delta P_{расч}=0{,}0949\frac{Ei}{10}(-0{,}1706)=$$

$$=0{,}1217 \text{ МПа}$$

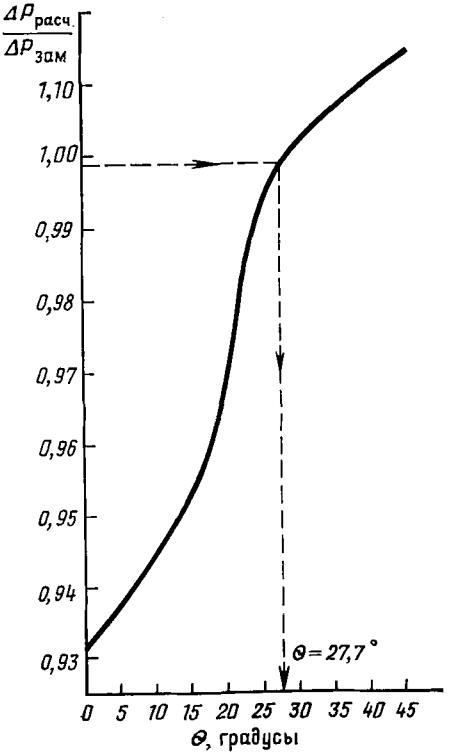


Рис. 8.15. Пример оценки θ при $\Delta P_{расч}/\Delta P_{зам}=1$

и далее

$$\frac{\Delta P_{\text{расч}}}{\Delta P_{\text{зам}}} = \frac{1,2717}{1,345} = 0,945.$$

Повторяя приведенные выше расчеты θ в диапазоне от нуля до 45°, получим результаты в виде диаграммы, приведенной на рис. 8.15, из которой видно, что для отношения $\Delta P_{\text{расч}} = 1$ угол $\theta = 27°$.

На основании уравнений (8.90) и (8.91) для $\theta = 27°$

$$K_x/K_y = (x - x_0)/(y - y_0) = 33250/10806 = 3,07$$

Выражая проницаемость как

$$\overline{K} = \sqrt{K_x K_y} = 0,459,$$

получим $K_x = 0,801$ и $K_y = 0,261$ мкм^2.

8.4. Использование эталонных кривых для анализа притока к скважине

Эталонные кривые широко применяются при исследовании скважин, вскрывших коллектор с межзерновой пористостью, в которых производился гидроразрыв пласта. Эти кривые не совпадают с эталонными кривыми для скважин, эксплуатирующих трещиноватые коллекторы при нестационарных режимах. Использование эталонных кривых, полученных для скважин, в которых производился гидроразрыв пласта, для исследования пласта с естественной трещиноватостью может иметь лишь ограниченное качественное значение и не позволит получить какую-либо характеристику пласта с естественной трещиноватостью. В последнее время были разработаны специальные эталонные кривые для трещиноватых пластов для случая стационарного режима добычи [5] и для случая, когда добыча осуществляется при постоянном перепаде давления на забое [6]. Теоретический анализ при получении этих кривых был основан на строгом подходе теорий Баренблатта и Уоррена — Рута.

8.4.1. Эталонные кривые для исследования добывающей скважины, работающей при стационарном дебите [5]

Эталонные кривые предполагают использование зависимости логарифм давления — логарифм времени вместо зависимости давление — логарифм времени. Не развивая в деталях основные концепции, отметим, что при данной методике замеряемые величины наносятся на график $\log \Delta P$—$\log t$. Затем полученная диаграмма совмещается с диаграммой, приведенной на рис. 8.16, где представ-

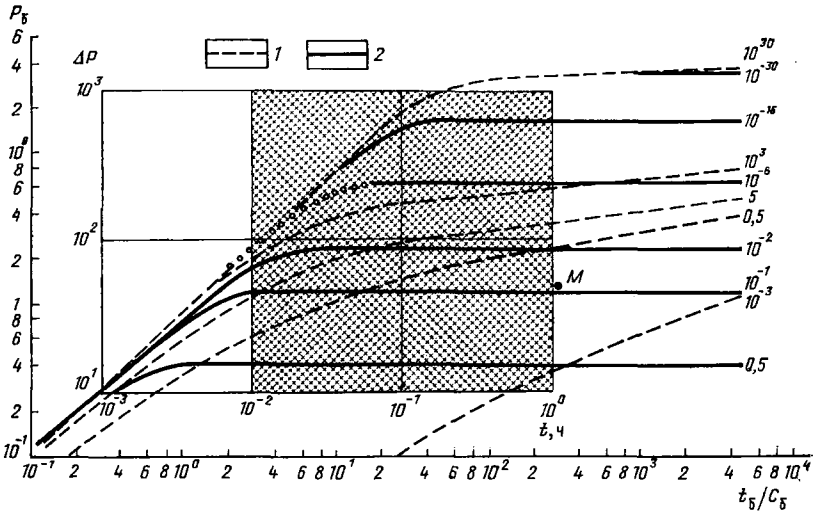


Рис. 8.16. Типы кривых и данные падения давления в скважине для условий стационарного дебита.

Кривые зависимостей: *1* — $\log P_б$—$(\log t_б/C_б)$ (шифр кривых — значения $C_б e^{2S}$); *2*— $\log \Delta P$—$\log t$ (шифр кривых — значения λe^{-2S})

лены зависимости безразмерного давления от отношения безразмерного времени к безразмерному упругому запасу.

После совмещения замеренных данных с безразмерными величинами можно оценить параметры трещиноватого пласта, а именно:

гидропроводность пласта $K_{тр.пл}h$ из соотношения

$$K_{тр.пл} = 1{,}76 \cdot 10^{-3} qB\mu \, (P_б/\Delta P)_M, \tag{8.95}$$

где индексом M обозначены показатели параметров в точке совмещения; q — дебит; B — объемный коэффициент нефти; μ — вязкость; упругий запас на скважину

$$C = \frac{K_{тр.пл}h}{0{,}494\mu} \left[\frac{\Delta t}{t_б / C_б} \right]_M ; \tag{8.96}$$

где C — в м³/МПа; Kh — в мкм²·м;

полный упругий запас

$$(C_б)_{тр+м} = \frac{1{,}63 \cdot 10^{-3} C}{(\Phi V C_{общ})_{тр+м} h r_{скв}^2} , \tag{8.97}$$

где $(\phi V C_{общ})_{тр+м}$ — упругий запас всей системы; h — толщина пласта; $r_{скв}$ — радиус скважины;

скин-эффект

$$\Sigma S = 0{,}5 \, \frac{(C_б e^{2\Sigma S})_{тр+м}}{(C_б)_{тр+м}} , \tag{8.98}$$

где $C_б e^{2\Sigma S}$ — берется с эталонной кривой;

относительный упругий запас ω и параметр λ, характеризующий интенсивность перетока между блоками и трещинами:

$$\omega \approx \frac{(C_б e^{2\Sigma S})_{тр+м}}{(C_б e^{2\Sigma S})_{тр}}; \tag{8.99}$$

$$\lambda = (\lambda e^{-2\Sigma S})\, e^{-2\Sigma S}, \tag{8.100}$$

где $\lambda e^{-2\Sigma S}$ соответствует кривой, с которой наилучшим образом совмещается кривая для исследуемого пласта.

Пример расчета. Результаты замера изменения давления во времени в скважине, добывающей нефть из трещиноватого пласта, представлены на двойной логарифмической диаграмме (см. рис. 8.16) в виде зависимости ΔP от t.

Остальные исходные данные: $q=572$ м³/сут (6660 см³/с); $\mu_н = 1{,}16$ мПа·с; $B_н = 1{,}21$; $h=224$ м; $(\Phi V C_{общ})_{тр+м} = 3 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; $r_{скв} = 7{,}5$ см.

Последовательность совмещения. Совмещая замеренные величины давления с кривой для $\lambda e^{-2\Sigma S} = 10^{-6}$ и принимая $C_б e^{2\Sigma S} = 10^3$, по точке совмещения M получим (см. рис. 8.16):

$P_б = 1{,}42$ и $\Delta P = 0{,}35$ Мпа;

$t_б / C_б = 337$ и $\Delta t = 1$ ч.

Расчет основных параметров:
из уравнения (8.95)

$K_{тр.пл} h = 66{,}5$ мкм² · м;

из уравнения (8.96)

$C = 0{,}345$ м³/МПа;

из уравнения (8.97)

$(C_б)_{тр+м} = 152$;

из уравнения (8.98)

$$\Sigma S = 0{,}5 \ln \frac{10^3}{100} = 1{,}15;$$

по уравнению (8.100) производим поверку значения λ:

$\lambda = 10^{-6} e^{2{,}3} \approx 10^{-5}$.

8.4.2. Эталонные кривые для исследования добывающей скважины, работающей при постоянном перепаде давления [6]

В этом случае падение дебита во времени анализируется по упрощенной модели Уоррена — Рута. Метод показывает, что для отно-

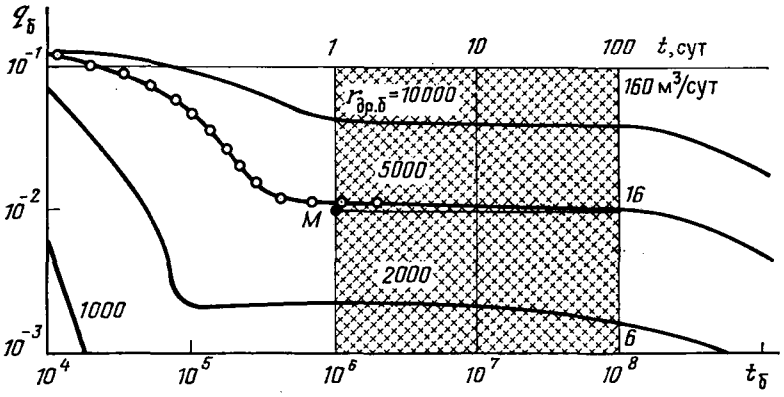


Рис. 8.17. Типы кривых и данные падения давления в скважине для случая ΔP=const, $\omega=10^{-3}$ и $\lambda=10^{-9}$

сительно больших пластов после первоначального снижения дебита наступает длительный период постоянного расхода.

По совмещению определяются следующие данные:

$$K_{\text{тр.пл}} = \frac{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}}}{h\Delta P}\left(\frac{q}{q_{\text{б}}}\right)_{\text{м}}, \tag{8.101}$$

$$\overline{\Phi C} = (\Phi VC)_{\text{м}} + (\Phi VC) = \frac{K_{\text{тр.пл}}}{\mu r_{\text{скв}}^2}\left(\frac{t}{t_{\text{б}}}\right)_{\text{м}}. \tag{8.102}$$

Пример расчета. На основании показателей добычи, используя диаграмму типа изображенной на рис. 8.17, где $\omega=10^{-3}$ и $\lambda=10^{-9}$, по точке совмещения определяют:

$q = 16{,}0$ м³/с для $q_{\text{б}} = 10^{-2}$;

$t = 1$ сут для $t_{\text{б}} = 10^6$.

Из уравнения (8.101)

$K_{\text{тр.пл}} = 0{,}023$ мкм²;

из уравнения (8.102)

$\overline{\Phi C} = 1{,}66 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа,

откуда

$\overline{\Phi} = 12{,}4$ %.

Исходные данные, используемые в расчете, следующие: $\mu_{\text{н}}=1{,}2$ мПа·с; $B_{\text{н}}=1{,}26$; $h=120$ м; $\Delta P=1{,}6$ МПа; $r_{\text{скв}}=10$ см, $C\approx 6{,}3\cdot 10^{-4}$ 1/МПа.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

A — площадная густота трещин
a' — пьезопроводность
B — объемный коэффициент
b — раскрытость трещин
C — эквивалентная константа, сжимаемость
D — расстояние между двумя скважинами
F — функция отношения проницаемостей в анизотропном пласте
h — продуктивная толщина пласта
K — проницаемость
$\overline{K}$ — анизотропная проницаемость
m — наклон кривой
P — давление
Q, q — дебит
r — радиус
S — скин-эффект
t — время
v — скорость
V — объем
θ — угол
Φ — пустотность, пористость
λ — межпоровый поток
μ — вязкость
ω — относительный упругий запас

ИНДЕКСЫ

б — безразмерный
г. тр — густота трещин
зам — замеренный
м — матрица
н — нефть
расч — расчетный
скв — скважина
тр — трещина
тр.пл — трещиноватый пласт
экв — эквивалентный
x — большая ось анизотропии
y — малая ось анизотропии
1 —матрица
2 — трещина

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Kazemi H., Seth M. S.,* and *Thomas G. W.,* 1969. The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution, Soc. Pet. Eng. J., Dec.

2. *Warren J. F.* and *Root P. J.,* 1963. The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs. Soc. Pet. Eng. J., Sept., p. 245—255.

3. *Najurieta H. L.,* 1979. Interference and pulse testing in uniformly fractured reservoir. Paper presented at Las Vegas, Nevada, 54th Anual Fall muting. SPE 8283.

4. *Elkins L. F.* and *Skov A. M.,* 1960. Determination of fracture orientation from pressure interference.

5. *Bourdet D., Gringarten A. C.,* 1980. Determination of fissure volume and block size in fractured reservoir by type-curve analysis. Paper present at Fall meeting in Dallas, Texas.

6. *Da Prat G., Cinco-Ley H., Ramey H. J.,* 1981. Decline curve analysis using type curves for twoporosity System. SPEJ, June, p. 354—362.

Часть III

ГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТА

Гидродинамика природных трещиноватых пород-коллекторов в силу специфичности строения их пустотного пространства значительно сложнее гидродинамики коллекторов порового типа. Разбитая на блоки сетью трещин, пористая порода (матрица), поровые каналы которой не имеют непосредственной связи, образует единый пласт-коллектор. Причем прерывистость, обособленность пустотных пространств отдельных блоков и единая система — пласт-коллектор находятся в кажущемся противоречии. В связи с этим проблемы подземной гидродинамики целесообразно рассматривать в двух планах: в границах отдельного (единичного) блока и пласта-коллектора как единого целого. Вытеснение нефти из единичных блоков должно быть органичной частью общего материального баланса, описывающего обмен жидкостями между трещинами и пористыми блоками. Причем количество жидкости, поступающей в трещины, должно быть равно количеству извлекаемой из них жидкости (в условиях установившегося течения). В главе 9 рассматриваются процессы капиллярной пропитки и дренирования единичных блоков, а также их связь с изменением коэффициента вытеснения во времени. Особое внимание уделяется роли капиллярных и гравитационных сил в процессах вытеснения нефти, их связи с размерами и формой блоков, физическими свойствами матрицы и насыщающих ее жидкостей. Полученные результаты выражены в безразмерной форме, позволяющей переносить результаты лабораторных исследований на реальные коллекторы.

В главе 10 материальный баланс рассматривается с учетом механизма вытеснения, который непосредственно определяется состоянием насыщения порового пространства матрицы и окружающих трещин, где выделяются зоны в зависимости от распределения жидкостей в сети трещин. В главе 11 дается обзор различных математических моделей, описывающих процессы течения в единичном блоке и трещинном коллекторе для одной, двух и трех фаз. В главе 12 на основе данных о хорошо изученных трещиноватых породах-коллекторах приводятся примеры упрощенных расчетов применительно к единичному блоку, динамике притока к скважине и составлению материального баланса для пласта в целом.

Глава 9

ПРОЦЕСС ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ЕДИНИЧНОГО БЛОКА

9.1. Введение

Единичный блок (см. гл. 2) — ограниченный объем породы, полностью окруженный трещинами и не имеющий непосредственной связи с другими блоками. Предположение об отсутствии связи с другими блоками приемлемо только тогда, когда площадь контактов блоков мала (точечный контакт) и, следовательно, непрерывность течения от одного блока к другому виртуально отсутствует, а процесс вытеснения зависит только от взаимодействия жидкостей, которые насыщают матрицу и окружающую сеть трещин. Изменение текущей насыщенности происходит в результате дренирования или пропитки, причем капиллярные и гравитационные силы могут или способствовать, или противодействовать вытеснению.

В данной главе вытеснение жидкости из матрицы рассматривается на основе упрощенных гидродинамических моделей, в которых наибольшее внимание уделяется силам, участвующим в процессе, и меньшее — форме фронта вытеснения. Вслед за описанием физической сущности процессов пропитки и дренирования приводится критическая оценка экспериментов и концепций различных авторов. Объективность каждой оценки проверяется сравнением характера зависимости нефтеотдачи от времени для модельных лабораторных экспериментов и реальных коллекторов.

9.2. Упрощенная гидродинамическая модель вытеснения нефти из матрицы

Вытеснение нефти из матрицы трещиноватого коллектора происходит в тех случаях, когда пористый блок, насыщенный нефтью, частично или полностью окружен другим флюидом, например газом и (или) водой. На рис. 9.1 схематично изображен коллектор, построенный из блоков одинаковой формы, нефть из которого может вытесняться газом расширяющейся газовой шапки в верхней части и водой, поступающей в нижнюю часть залежи. Таким образом, в зонах, где имеют место процессы вытеснения, нефть, насыщающая блоки, может находиться в контакте с различными жидкостями. В зоне расширяющейся газовой шапки проявляются различные типы механизма вытеснения (процессов дренирования) в случае блоков, частично (рис. 9.2, *а*) или полностью окруженных газом (рис. 9.2, *б*) и в заводняемой зоне (впитывание). И в последнем случае имеются блоки, частично (рис. 9.2, *в*) и (или) полностью окруженные (рис. 9.2, *г*) вытесняющим агентом.

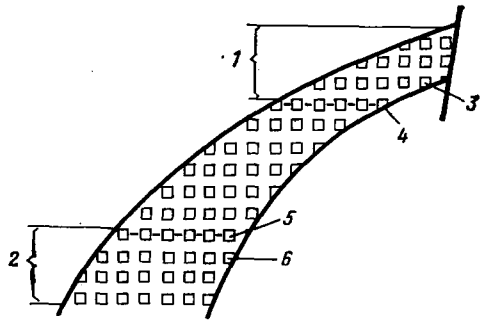


Рис. 9.1. Трещинный коллектор, из которого нефть вытесняется водой и газом.

Зоны: *1* — в которой нефть вытесняется газом — газовая зона; *2* — в которой нефть вытесняется водой — зона заводнения; блоки: *3* — полностью окруженные газом, *4* — частично окруженные газом, *5* — частично окруженные водой, *6* — полностью окруженные водой

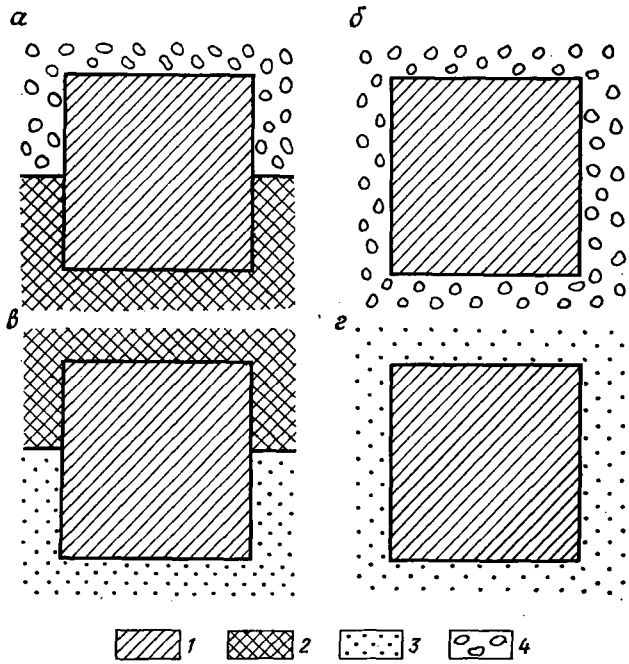


Рис. 9.2. Блоки, окруженные газом частично (*а*), полностью (*б*), окруженные водой частично (*в*), полностью (*г*):

1 — нефтенасыщенная матрица; *2* — нефть в трещине; *3* — вода, заполняющая трещины и матрицу; *4* — газ, заполняющий трещины и матрицу

9.2.1. Основная (базовая) модель

Детальное изучение механизма вытеснения должно учитывать специфические условия насыщения трещин и пористой матрицы, особенно связь насыщенности со смачиваемостью и порядком насыщения. Поэтому уравнения, описывающие вытеснение нефти водой или газом из блоков трещиноватой породы-коллектора, должны учитывать их одновременное течение, причем входящие в них величи-

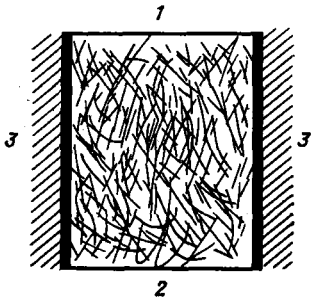


Рис. 9.3. Блок пористой матрицы с непроницаемой боковой поверхностью:
1 и *2* — верхний и нижний торцы; *3* — непроницаемый слой

ны относительных проницаемостей и капиллярного давления являются функциями насыщенности. Решение этих уравнений возможно только при помощи численных методов. Для изучения влияния некоторых параметров на исследуемый процесс может быть использована упрощенная модель с плоской границей раздела между фазами. Аналитические решения таких задач составляют теоретическую часть главы.

При математическом моделировании принимаются следующие основные допущения.

1. Течение предполагается одномерным.

2. Капиллярное давление на межфазной границе постоянно.

3. Неснижаемая насыщенность смачивающей и остаточная насыщенность несмачивающей фазами принимаются постоянными и соответственно фазовые проницаемости неизменными.

Эти допущения использовал Маскет [1] при объяснении влияния отношения подвижностей на нефтеотдачу в условиях горизонтального вытеснения в коллекторах с постоянным давлением на границах.

4. Используемая процедура слегка отличается от метода Биркса [2], описывающего вытеснение нефти из блока трещиноватой породы.

5. Одномерным считается вытеснение из пористого блока, верхний и нижний торцы которого открыты для течения, а боковая поверхность непроницаема (рис. 9.3).

6. В окружающих блок трещинах распределение давления определяется гидростатикой, и поэтому потенциал $\Phi = P + \rho g z$ является постоянной величиной.

7. Уравнения Дарси для смачивающей и несмачивающей жидкостей в блоке:

$$u_{\text{см}} = -\frac{KK_{\text{о.см}}}{\mu_{\text{см}}}\frac{\partial \Phi_{\text{см}}}{\partial z}, \qquad u_{\text{нсм}} = -\frac{KK_{\text{о.нсм}}}{\mu_{\text{нсм}}}\frac{\partial \Phi_{\text{нсм}}}{\partial z}. \tag{9.1}$$

8. Жидкости считаются несжимаемыми, и поэтому уравнения сохранения массы в каждой фазе можно записать в следующем виде:

$$\partial u_{\text{нсм}}/\partial z = 0, \quad \partial u_{\text{см}}/\partial z = 0, \tag{9.2}$$

откуда следует, что в течение рассматриваемого отрезка времени скорость течения каждой из фаз не изменяется. Поскольку на границах блока скорость течения обеих фаз постоянна, то с учетом уравнений (9.2) скорость течения должна быть постоянна в любом сечении потока, т. е. $u_{см}=u_{нсм}=u$. При постоянной скорости уравнения (9.1) могут быть проинтегрированы.

9.2.2. Вытеснение нефти водой

Вода поступает в нижнюю часть блока, вытесняя нефть, которая выходит из верхнего торца блока в трещины, заполненные нефтью или водой. Вода — смачивающая, а нефть — несмачивающая фазы. Рассмотрим два случая, характеризующихся наличием или отсутствием воды на верхнем торце блока. Когда оба торца насыщены водой через соответствующие трещины, блоки считаются полностью окруженными водой.

9.2.2.1. Нефтенасыщенный блок, полностью окруженный водой

В случае, когда нефтенасыщенный блок полностью окружен водой (рис. 9.4), граничные условия записываются следующим образом:

$$Z=0;\quad \phi_в=\phi_{в1},$$
$$Z=H^-;\quad \phi_н=\phi_{н2}, \tag{9.3}$$

где H^- обозначает высоту блока при ее отсчете внутри блока (H^+— высота блока, замеренная вне блока), а индексы 1 и 2 относятся соответственно к вытесняющей и вытесняемой фазам.

Решение уравнений (9.1) при заданных граничных условиях с учетом (9.3) дает:

$$\phi_{в1}-\phi_{вZ}=u\frac{\mu_в}{K_в}Z;$$
$$\phi_{нZ}-\phi_{н2}=u\frac{\mu_н}{K_н}(H-Z), \tag{9.4}$$

где Z — высота подъема фронта вытесняющей воды от нижнего торца (см. рис. 9.4).

Кроме того, заменив в уравнениях (9.4) ϕ_Z выражением $\phi_Z=p+\rho gZ$

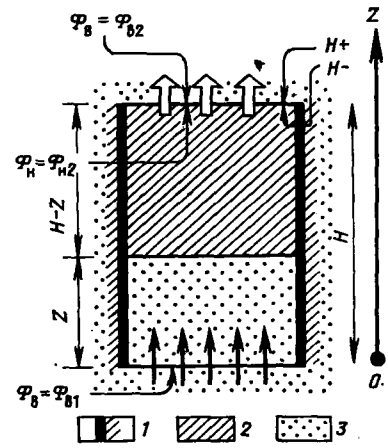


Рис. 9.4. Перемещение фронта вытеснения в пористом блоке, полностью окруженном водой:

1 — непроницаемый слой; *2* — нефть; *3* — вода

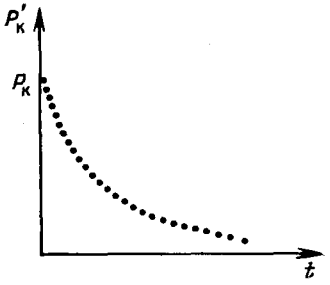


Рис. 9.5. Изменение давления в капле во времени (по мере ее роста)

для воды и нефти, получим:

$$\phi_{в1} - \phi_{н2} + p_к - gZ\Delta\rho = u\left[\frac{\mu_в}{K_в} Z + \right.$$

$$\left. + \frac{\mu_н}{K_н} (H - Z)\right], \qquad (9.5)$$

где $\Delta\rho = \rho_в - \rho_н$.

Потенциал $\phi_{н2}$ на отметке H^- в блоке связан с потенциалом $\phi_{в2}$ в воде на верхнем торце блока (H^+) выражением

$$\phi_{н2} = \phi_{в2} + p'_к - gH\Delta\rho, \qquad (9.6)$$

где $p'_к$ — капиллярное давление на верхнем торце блока.

Для случая гидростатического равновесия, когда блок окружен водой и $\phi_{в2} = \phi_{в1}$, подставляя уравнение (9.6) в (9.5), получим

$$u = \frac{P_к - P'_к + g(H - Z)\Delta\rho}{\frac{\mu_в}{KK_{о.в}} Z + \frac{\mu_м}{KK_{о.н}} (H - Z)}. \qquad (9.7)$$

В экспериментах по капиллярной пропитке образцов, полностью погруженных в воду, было установлено, что вытесняемая нефть выделяется из породы в виде отдельных капелек на верхнем торце образца. Выделение нефти происходит при непрерывном увеличении размеров капли во времени до тех пор, пока выталкивающая сила не превысит капиллярные силы и не отделит каплю от матрицы. В действительности, капиллярное давление $P'_к$ изменяется во времени от некоторого максимума $P_к = P'_к$, после чего капиллярное давление в блоке падает очень быстро с увеличением размера капли. Выделение нефти в виде капель на верхнем торце — прерывистый, пульсирующий процесс.

За цикл выделения одной капли время, в течение которого $P'_к$ равно $P_к$, относительно невелико (рис. 9.5) и $P'_к$ очень быстро становится незначительным (уравнение 9.7) по сравнению с $P_к$. Поэтому можно записать:

$$u = \frac{P_к + g(H - Z)\Delta\rho}{\frac{\mu_в}{KK_{о.в}} Z + \frac{\mu_н}{KK_{о.н}} (H - Z)} = \frac{P_к + g(H - Z)\Delta\rho}{\frac{\mu_в}{KK_{о.в}} [MH + (1 - M)Z]}, \qquad (9.8)$$

где $M = (\mu_н/K_н)/(\mu_в/K_в)$ — отношение подвижностей фаз — постоянная величина при принятых выше допущениях.

а. Обсуждение уравнения (9.8)

Уравнение (9.8) выражает скорость как функцию разности капиллярного и гидростатического давлений, подвижности фаз и высоты Z фронта. Рассмотрим каждую из этих переменных.

а.1. Капиллярное и гидростатическое давления. Каждое из этих двух давлений в процессе вытеснения

$$P_к + G = P_к + (H - Z)\, g\Delta\rho = h_к\Delta\rho + (H - Z)\,\Delta\rho$$

может оказаться доминирующим по сравнению с другим, и вытеснение нефти в этом случае будет определяться только одним из них.

Гидростатическое давление определяет процесс вытеснения при условии

$$G = (H - Z)\, g\Delta\rho \gg P_к = h_к g\Delta\rho,$$

которое выполняется при наличии:

1) блоков большой высоты, когда $(H-Z) \gg h_к$, а также в начальный момент вытеснения, когда Z невелико;

2) плохой смачиваемости матрицы, когда $P_к$ ничтожно мало.

В последнем случае уравнение (9.8) принимает вид:

$$u = \frac{g\,(H - Z)\,\Delta\rho}{\dfrac{\mu_в}{KK_{о.в}}\,[MH + (1 - M)\,Z]}. \tag{9.9}$$

Капиллярное давление определяет процесс вытеснения нефти при условии

$$P_к = h_к g\Delta\rho \gg (H - Z)\, g\Delta\rho.$$

Это возможно в случаях:

блоков малых размеров $H \ll h_к$;

быстрого перемещения фронта вытеснения, так что $Z \approx H$, а $h_к > 0$.

При этом уравнение (9.8) можно переписать в следующем виде:

$$u = \frac{P_к}{\dfrac{\mu_в}{KK_{о.в}}\,[MH + (1 - M)\,Z]}. \tag{9.10}$$

а.2. Начальная скорость. Начальная скорость вытеснения соответствует моменту, когда $Z=0$, таким образом уравнения (9.9) и (9.10) принимают вид:

для гидростатического давления

$$u = u_{гр.нач} = \frac{K_н}{\mu_н}\, g\Delta\rho = \frac{K_н}{\mu_н}\,\Delta\gamma; \tag{9.11}$$

для капиллярного давления

$$u = u_{к.нач} = \frac{K_н}{\mu_н}\,\frac{h_к}{H}\, g\Delta\rho = \frac{K_н}{\mu_н}\,\frac{h_к}{H}\,\Delta\gamma. \tag{9.12}$$

Отметим следующее:

начальная скорость вытеснения, определяемая гидростатическим давлением, $u_{\text{гр.нач}}$ зависит только от физических свойств нефти и породы и не зависит от величины блока. Это уравнение получено Маскетом [1] для гидростатического вытеснения нефти из порового коллектора, а начальная скорость названа им гравитационной;

начальная скорость, определяемая капиллярными силами, $u_{\text{к.нач}}$ зависит от размеров блока и изменяется от незначительных величин при больших H до очень больших в случае малых H. Это еще раз указывает на важную роль капиллярных сил при вытеснении нефти из малых по величине блоков (малых H).

а.3. Подвижность и скорость. Для выяснения роли отношения подвижностей M уравнение (9.8) лучше представить в виде

$$u = \frac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} \frac{h_{\text{к}}\Delta\gamma + (H - Z)\,\Delta\gamma}{H - Z + Z/M}. \tag{9.13}$$

Заметим, что уравнения (9.11) и (9.12) получены для случая, когда отношение Z/M пренебрежимо мало, т. е. для больших значений подвижности, что характерно для высоковязких (тяжелых) нефтей. Интересно отметить, что в случае тяжелой нефти, насыщающей коллектор, характеризующийся большими блоками, скорость гидростатического подъема остается постоянной (уравнение 9.11) и независимой от относительного положения фронта вытеснения (H—Z). Этот вывод находит подтверждение при разработке различных трещиноватых коллекторов, содержащих тяжелую нефть.

б. Перемещение фронта вытеснения во времени

Перемещение фронта воды во времени dz/dt — истинная скорость перемещения фронта. Она связана со скоростью фильтрации через эффективную пустотность Ф классическим соотношением

$$u = \Phi dz/dt. \tag{9.14}$$

б.1. Случай преобладания капиллярных сил. Подставляя выражение (9.10) в (9.14) и проводя интегрирование с учетом начальных условий $t=0$ и $z=0$, получим:

$$t = \frac{\Phi\mu_{\text{в}}}{P_{\text{к}} K K_{\text{о.в}}}[MZ + (1 - M)Z^2/2]. \tag{9.15}$$

Капиллярное давление $P_{\text{к}}$ как функцию насыщенности можно выразить с помощью функции Леверетта $J(S_{\text{в}})$:

$$P_{\text{к}} = (\sigma f(\theta)/\sqrt{K/\Phi})\, J(S_{\text{в}}). \tag{9.16}$$

При постоянном значении капиллярного давления $J(S_{\text{в}}) = 1$. Подставляя (9.16) в (9.15), получим

$$t = \frac{\mu_{\text{в}} H^2 \sqrt{\Phi}}{\sigma f(\theta) \sqrt{K}\; K_{\text{о.в max}}}[MZ_{\text{б}} + (1 - M)\, Z_{\text{б}}^2/2]. \tag{9.17}$$

где $Z_{\text{б}} = Z/H$ и аналогично коэффициенту нефтеотдачи.

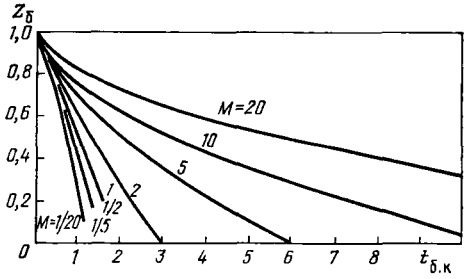


Рис. 9.6. Зависимость коэффициента вытеснения $Z_б$ от времени $t_{б.к}$ при различных отношениях подвижностей M [1]

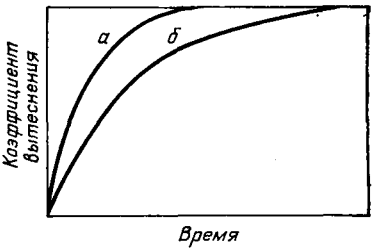


Рис. 9.7. Теоретическая (*а*) и экспериментальная (*б*) зависимости коэффициента вытеснения от времени

Уравнение (9.17) показывает, что время, необходимое для извлечения некоторой части нефти $Z_б$ при капиллярной пропитке, прямо пропорционально квадрату высоты блока и обратно пропорционально межфазному натяжению σ, относительной проницаемости для воды $K_{о.в}$ и квадратному корню из абсолютной проницаемости K.

Для определения безразмерного времени вытеснения при капиллярной пропитке воспользуемся выражением

$$t_{б.к} = \frac{\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}\,K_{о.в\,max}}{\mu_в H^2}\,t, \tag{9.18}$$

которое можно записать в безразмерной форме:

$$t_{б.к} = MZ_б + (1-M)\,Z_б^2/2. \tag{9.19}$$

Зависимость доли извлекаемой нефти от безразмерного времени для различных отношений подвижностей была рассчитана Маскетом [1] (рис. 9.6).

Поскольку при расчетах предполагалось, что относительные проницаемости и капиллярное давление постоянны и не зависят от насыщенности, что не соответствует истине для реальной матрицы, оцениваемые значения времени занижены. Сравнение теоретических и экспериментальных кривых (рис. 9.7) может создать впечатление, что пустотность матрицы больше фактически измеренной.

б.2. Случай одновременного действия гидростатического и капиллярного давлений. Учет одновременного действия капиллярного и гидростатического давлений возможен путем интегрирования уравнений (9.8) и (9.14), что дает в результате

$$t = \frac{\mu_в \Phi H}{KK_{о.в}g\Delta\rho}\left\{(M-1)Z_б - \left[M + (1-M)\left(1 + \frac{P_к}{Hg\Delta\rho}\right)\right]\times\right.$$

$$\left.\times \ln\left(1 + \frac{P_к}{Hg\Delta\rho} - Z_б\right)\right. . \tag{9.20}$$

В этом случае безразмерное время определяется выражением

$$t_{\text{б.гр.к}} = \frac{KK_{\text{о.в max}}\, g\Delta\rho}{\mu_{\text{в}}\Phi H}\, t, \tag{9.21}$$

и с учетом этого уравнение (9.20) можно записать в виде

$$t_{\text{б.гр.к}} = (M-1)\, Z_{\text{б}} \left[M + (1-M)\left(1 + \frac{P_{\text{к}}}{Hg\Delta\rho}\right)\right] \times$$
$$\times \ln\left(1 + \frac{P_{\text{к}}}{Hg\Delta\rho} - Z_{\text{б}}\right). \tag{9.22}$$

Как видно, существует заметное отличие уравнения (9.19) (вытеснение только за счет пропитки) от уравнения (9.22) (вытеснение за счет совокупного действия капиллярного и гидростатического давлений).

б.3. Случай преобладания гидростатического давления. Для случая вытеснения нефти только за счет гидростатического давления время вычисляют из уравнений (9.14) и (9.9) или путем исключения капиллярного давления из уравнения (9.22). В результате имеем

$$t_{\text{б.гр}} = (M-1)Z_{\text{б}} - \ln(1 - Z_{\text{б}}). \tag{9.23}$$

в. Замечания

Из теоретических результатов, полученных выше, особое внимание обратим на следующие.

в.1. Взаимосвязь t и H. В обоих случаях, которые рассматривались, эта связь выражается зависимостью времени вытеснения от высоты блока H:

при преобладании капиллярного давления $t \sim H^2$ (уравнение 9.18),

при преобладании гидростатического давления $t \sim H$ (уравнение 9.21).

В случае преобладающего вытеснения за счет капиллярного давления, что характерно для блоков малой высоты, существует параболическая зависимость времени от высоты блока.

в.2. Взаимосвязь t и $Z_{\text{б}}$. Эта связь описывает поведение кривой нефтеотдачи во времени.

Когда преобладает капиллярное давление (уравнение 9.19), M играет важную роль:

$t_{\text{б.к}} \approx Z_{\text{б}}^2/2$, если $M \ll 1$;

$t_{\text{б.к}} \approx MZ_{\text{б}}$, если $M \approx 1$.

При преобладании гидростатического давления (уравнение 9.23):

$$t_{\text{б.гр}} \approx \ln(1 - Z_{\text{б}}) - Z_{\text{б}}, \text{ если } M \ll 1;$$
$$t_{\text{б.гр}} \approx \ln(1 - Z_{\text{б}}). \quad \text{если } M \approx 1. \tag{9.24}$$

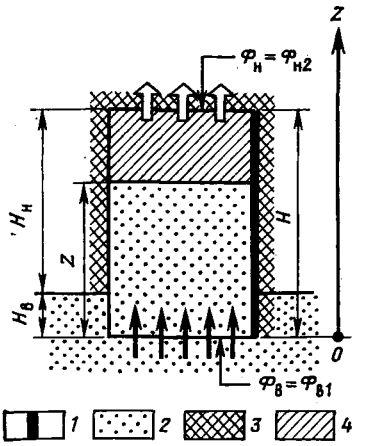


Рис. 9.8. Перемещение фронта вытеснения в блоке, частично окруженном водой:
1 — непроницаемая граница; *2* — вода; *3* — нефть в трещине; *4* — нефть в матрице

Уравнения (9.24) совпадают с результатами экспериментов и различных теоретических работ [5], причем изменение нефтеотдачи во времени описывается выражением:

$$Z_б = 1 - e^{t_{б.гр}}. \qquad (9.24)'$$

9.2.2.2. Нефтенасыщенный блок, частично окруженный водой

Нефтенасыщенный блок, частично погруженный в воду, моделирует случай медленного продвижения воды по трещине, причем граница раздела нефть — вода в блоке выше границы раздела нефть — вода в трещине. Упрощающим допущением служит предположение о том, что продвижение раздела в трещине пренебрежимо мало по сравнению с перемещением фронта в блоке, т. е. $H_в = \text{const}$ (рис. 9.8).

В этом случае нефть из верхнего торца блока поступает в нефть, и потенциалы $\phi_{в1}$ и $\phi_{н2}$ (см. рис. 9.8) связаны с капиллярным давлением в трещине следующим выражением:

$$\phi_{в1} - \phi_{н2} = P_{к.тр} + gH_в\Delta\rho. \qquad (9.25)$$

Подстановка уравнения (9.25) в (9.8) дает:

$$u = \frac{P_к - P_{к.тр} - g(Z - H_в)\Delta\rho}{\frac{\mu_в}{KK_{о.в}}[MH + (1 - M)Z]}. \qquad (9.26)$$

Капиллярным давлением в трещине $P_{к.тр}$ можно пренебречь, если его величина постоянна и много меньше капиллярного давления $P_к$ в блоке. Уравнение (9.27) описывает именно этот случай:

$$u = \frac{P_к + g(H_в - Z)\Delta\rho}{\frac{\mu_в}{KK_{о.в}}[MH + (1 - M)Z]}. \qquad (9.27)$$

Одномерное вытеснение нефти только за счет капиллярной пропитки из блока с непроницаемыми боковыми поверхностями не зависит от положения ВНК в прилежащей вертикальной трещине, если $h_к > H_в - Z$.

На расстоянии $Z<H_в$ сила тяжести (гидростатическое давление) вносит свой вклад в вытеснение нефти. В случае $Z>H_в$ гидростатическое давление замедляет процесс вытеснения. Однако когда боковые поверхности блока непроницаемы, вытеснение нефти из блока, полностью окруженного водой, может идти быстрее, чем из блока, частично погруженного в воду.

Эти выводы совпадают с результатами экспериментов Маттакса [4], в которых определена критическая скорость подъема ВНК в трещине, выше которой скорость прироста нефтеотдачи зависит от скорости подъема ВНК и ниже которой скорость прироста нефтеотдачи остается постоянной.

9.2.3. Вытеснение нефти газом

Газ, поступающий в верхнюю часть блока, вытесняет нефть, которая выходит из нижнего торца в газонефтяную среду. Газ при этом считается несмачивающей фазой, сжимаемость его не учитывается.

9.2.3.1. Нефтенасыщенный блок, полностью окруженный газом

Нефтенасыщенный блок, целиком окруженный газом, показан на рис. 9.9. Начальное давление (давление газа) считается выше давления в блоке, и, следовательно, газ может входить в блок.

Граничные условия, соответствующие этому случаю:

$$Z = H, \quad \phi_г = \phi_{г1};$$

$$Z = 0^+, \quad \phi_н = \phi_{н2}, \tag{9.28}$$

где $Z=0^+$ — внутренняя точка границы блока.

Интегрируя уравнение (9.1) с учетом (9.28), получим:

$$\phi_{г1} - \phi_{гZ} = \frac{\mu_г u}{KK_{о.г}} Z;$$

$$\phi_{нZ} - \phi_{н2} = \frac{\mu_н u}{KK_{о.н}} (H-Z). \tag{9.29}$$

Складывая эти уравнения и заменяя $\phi_{гZ}-\phi_{нZ}=P_к-g(H-Z)\Delta\rho$, получим:

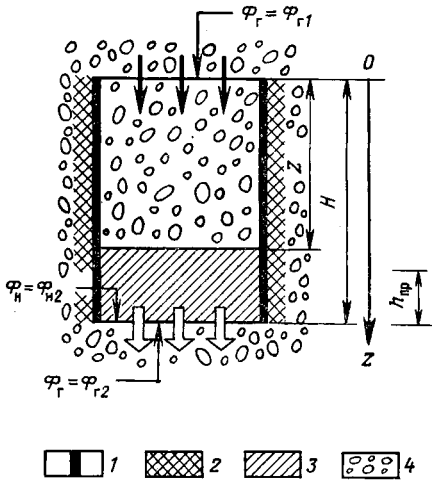


Рис. 9.9. Перемещение фронта вытеснения в блоке, полностью окруженном газом:

1 — непроницаемая граница; *2* — нефть в трещине; *3* — нефть в матрице; *4* — газ

$$\phi_{г1} - \phi_{н2} - P_к + g(H - Z)\Delta\rho = \frac{u}{K}\left[\frac{\mu_г}{K_{о.г}} Z + \frac{\mu_н}{K_{о.н}}(H - Z)\right], \tag{9.30}$$

где $\Delta\rho = \rho_н - \rho_г$.

Заменив в уравнении (9.30) потенциал для нефти в блоке на разности между потенциалом газа в трещине на выходном торце и капиллярным давлением $\phi_{н2} = \phi_{г2} - P_к'$ (причем $P_к'$ — капиллярное давление также на выходном торце), с учетом того, что $\Phi_{г1} = \Phi_{г2}$, получим

$$P_к' - P_к + g(H - Z)\Delta\rho = \frac{u}{K}\left[\frac{\mu_г}{K_{о.г}} Z + \frac{\mu_н}{K_{о.н}}(H - Z)\right]. \tag{9.31}$$

Пренебрегая капиллярным давлением на выходном торце, можно записать:

$$u = \frac{g(H - Z)\Delta\rho - P_к}{\frac{\mu_г}{KK_{о.п}}[MH + (1 - M)Z]}, \tag{9.32}$$

где $M = (\mu_н/K_н)/(\mu_г/K_г)$ — отношение подвижностей фаз.

При этом капиллярное давление оказывает на вытеснение отрицательное влияние. Количество нефти, извлекаемой из блока, зависит от того, насколько гравитационные силы превосходят капиллярные $H_г \gg h_{пр}$.

В зависимости от величины капиллярного давления и длины блока равновесие нарушается, если $H_г > Z_{кр}$, но при

$$H - Z = Z_{кр} = H - h_{пр} \tag{9.33}$$

нефть не будет вытесняться.

Из изложенного можно сделать следующие выводы. При подъеме ВНК с плоской границей при некоторых условиях (зависящих от величины капиллярного давления на ГНК и высоты блоков) нефть, насыщающая блок, может быть полностью удержана окружающим блок газом, если $h_{пр} > H$. Это никогда не наблюдается при вытеснении нефти водой.

С другой стороны, проникновение газа и его движение в блоке возможны только в том случае, если давление газа превосходит давление прорыва $P_{пр}$, т. е. $gH\Delta\rho > P_{к.пр} = h_{пр}\Delta\gamma$. Для блоков небольших размеров, полностью окруженных газом, величина $gH\Delta\rho$ очень редко достигает значений, при которых нефть из блоков вытесняется газом. Однако предполагается, что наличие отдельных блоков с высотой, удовлетворяющей неравенству $gH\Delta\rho > P_{к.пр}$, ограничено, поскольку газ, поступающий к отдельным блокам, не вытесняет нефть из горизонтальных прилегающих трещин. Таким образом, существует возможность того, что нефть представляет собой непрерывную фазу в нескольких последовательных блоках (рис. 9.10). Газ полностью окружает блоки 1, 2 и 3 (имеющие об-

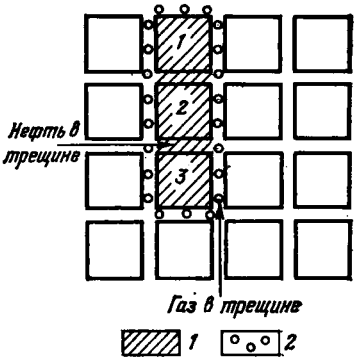


Рис. 9.10. Пример нескольких блоков, когда нефть не вытесняется из горизонтальных трещин между блоками, образуя непрерывную нефтяную фазу:
1 — нефть; *2* — газ

щую высоту $H=H_1+H_2+H_3$); вытеснение в этих блоках прекратится только после перемещения ГНК ниже уровня $Z_{кр}=H_1+H_2+H_3-h_{пр}$.

Давление, действующее в блоке 1 соответствует общей высоте H блоков, окруженных газом. При этом вероятность преодоления давления внедрения $P_{пр}$ и начала вытеснения нефти из блока 1 достаточно высока.

Чтобы выявить связь между долей извлекаемой нефти и временем, подставим в уравнение (9.32) выражение $u=\Phi dz/dt$ и проинтегрируем его с учетом начальных условий $t=0$, $Z=0$. В результате получим:

$$t_{б.гр.к}=Z_б(M-1)-\left[M+(1-M)\left(1-\frac{P_к}{gH\Delta\rho}\right)\right]\ln\left(1-\right.$$

$$\left.-\frac{P_к}{gH\Delta\rho}-Z_б\right), \qquad (9.34)$$

где $Z_б=Z/H$ — доля добытой нефти; $t_{б.гр.к}=KK_{о.гmax}g\Delta\rho/(\Phi\mu_г H)$ — безразмерное время [уравнение (9.21)]. При $P_к \ll H_г\Delta\gamma$ вытеснение происходит только за счет гравитационных сил, и уравнение (9.34) переходит в

$$t_{б.гр}=(M-1)Z_б-\ln(1-Z_б), \qquad (9.35)$$

которое аналогично выражению для гравитационного безразмерного времени, полученному при вытеснении нефти водой [уравнение (9.23)].

9.2.3.2. Нефтенасыщенный блок, частично окруженный газом

Нефтенасыщенный блок, частично окруженный газом, соответствует случаю, при котором ГНК еще не достиг нижней границы блока (рис. 9.11). Таким образом, мы вновь сталкиваемся с теми же проблемами, что и в случае полностью окруженного газом блока.

Вытеснение начинается только после того, как столб газа в трещине ($H_г$) становится больше высоты капиллярного поднятия:

$$H_г > P_{пр}/(\Delta\rho g)=h_{пр}. \qquad (9.36)$$

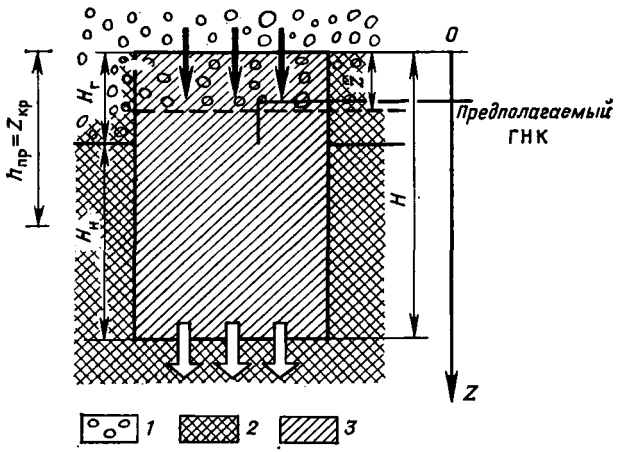


Рис. 9.11. Фронт вытеснения в блоке, частично окруженном газом:
1 — газ; *2* — нефть в трещинах; *3* — нефть в матрице

Вытеснение прекращается, когда ГНК в матрице достигает предельного уровня $H—h_{пр}$, определяемого следующими условиями:

$$H - h_{пр} = Z_{кр} = P_{пр}/(\Delta\rho g) = h_{пр}. \tag{9.37}$$

По аналогии с уравнением (9.32) скорость перемещения газонефтяного фронта в матрице должна быть равна:

$$u = \frac{g\,[H_г - (H - Z)]\,\Delta\rho - P_к}{\frac{\mu_г}{KK_{о.г}}\,[MH + (1 - M)\,Z]}. \tag{9.38}$$

9.2.4. Выводы

На основе упрощенного гидродинамического подхода можно сделать следующие выводы.

а. Время вытеснения нефти при капиллярной пропитке пропорционально квадрату высоты блока, в то время как при вытеснении за счет гидростатических сил время вытеснения пропорционально высоте блока.

б. Гравитационные силы в процессах вытеснения могут играть важную роль, если блоки имеют большие размеры или если капиллярное давление в блоке незначительно.

в. При дренировании нефти газом капиллярные силы оказывают влияние на процесс вытеснения, хотя вытеснение нефти происходит за счет гравитационных сил, и только в том случае, если последние превышают капиллярные силы.

г. При вытеснении нефти (смачивающая фаза) давление газа должно достичь величины давления прорыва. В коллекторах с малыми размерами блоков возможны случаи, когда газ полностью обходит блок при давлениях, не превышающих давление прорыва, причем нефть не извлекается и остается в блоке.

9.3. Упрощенная физическая модель вытеснения жидкости из блоков матрицы

9.3.1. Обсуждение основных черт процесса вытеснения

Характер течения флюидов в матрице зависит от природы агентов, насыщающих ее, и сети трещин, окружающей блоки, а также от взаимодействий породы и жидкостей на различных стадиях вытеснения. По этой причине такие параметры, как смачиваемость, средний радиус пор и распределение пор по размерам, играют важную роль в процессах двухфазного течения в трещиновато-пористой системе.

9.3.1.1. Роль смачиваемости

Значение смачиваемости в процессах вытеснения уже обсуждалось в гл. 4, но ее роль во взаимодействиях матрицы и трещин должна быть пересмотрена с точки зрения, учитывающей динамику процессов.

Поскольку зависимость капиллярного давления от угла смачивания отражает предпочтительность смачивания породы той или иной фазой, характер процесса вытеснения должен весьма сильно зависеть от истории изменения насыщенности породы. Другими словами, процесс вытеснения должен зависеть от направления изменения насыщенности матрицы смачивающей или несмачивающей фазами.

Эксперименты показывают, что в случае дренирования, если краевой угол смачивания меньше 49°, капиллярное давление может оставаться неизменным для данной породы, соответственно давление прорыва или критическая высота фронта в блоке будут при этом оставаться постоянными.

В противоположность этому процессы впитывания оказываются очень чувствительными к величине угла смачивания. Самопроизвольное впитывание наблюдается при углах меньше 49°, процессы впитывания наблюдаются в области углов от 49 до 73°, но в тех случаях, когда угол смачивания превосходит 73°, впитывание не наблюдается. Поскольку угол смачивания на границе нефть — вода в основном ниже 49°, кривая капиллярного давления зависит от размера пор и функции их распределения.

При вытеснении нефти водой основной проблемой, особенно характерной для карбонатных коллекторов, остается вопрос о предпочтительном смачивании коллектора водной или нефтяной фазой.

В случае гидрофильной породы вытеснению нефти способствуют как капиллярная пропитка, так и гравитационное внедрение воды, в то время как в случае гидрофобной породы вытеснение осуществляется только процессами дренирования. Это может приводить

к весьма нежелательным последствиям, особенно если коллектор разбит на мелкие блоки.

В случае гидрофобной матрицы (газ и вода — несмачивающие фазы), возможно, разработку наиболее правильно осуществлять в режиме расширения газовой шапки, сдерживая внедрение воды в залежь, так как разность плотностей

$$G_{нг} = \gamma_н - \gamma_г > G_{нв} = \gamma_в - \gamma_н \quad (9.39)$$

способствует лучшему преодолению капиллярных сил (в блоках одинаковой высоты).

9.3.1.2. Тип механизма вытеснения

Для оценки процессов вытеснения необходимо знать зависимости капиллярного давления и относительных проницаемостей от насыщенности. Эти зависимости, в свою очередь, зависят от истории изменения насыщенности, которая в основном определяется типом вытеснения: дренирование или пропитка (впитывание).

Под дренированием обычно понимают процессы, в которых при вытеснении насыщенность блоков матрицы смачивающей фазой убывает, под пропиткой — все те процессы, при которых насыщенность смачивающей фазой в блоках матрицы возрастает.

В единичном блоке матрицы процесс вытеснения определяется насыщенностями блока матрицы и трещин, а также избирательной смачиваемостью породы. Типы вытеснения — дренирование или впитывание, с учетом особенностей процесса обобщены в шесть типов (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Тип	Насыщенность		Смачивающая фаза в матрице	Механизм вытеснения нефти	Результат процесса вытеснения
	блок	трещина			
1	Нефть	Вода	Вода	Впитывание	Вытеснение нефти из пласта
2	»	»	Нефть	Дренирование	То же
3	»	Газ	»	»	»
4	Газ	Вода	Вода	Впитывание	Вытеснение газа из пласта
5	Вода	Нефть	»	Дренирование	Миграция внутри залежи
6	»	Газ	»	»	То же

Особенность процессов, протекающих в залежи, как при дренировании, так и при впитывании отражается в характере кривых относительных проницаемостей и капиллярного давления.

Кривые относительных проницаемостей имеют одинаковый характер как при дренировании, так и при впитывании (рис. 9.12, *а*), в то время как кривые капиллярного давления существенно различаются (рис. 9.12, *б*). Следовательно, результаты совместного действия капиллярных и гравитационных сил при впитывании

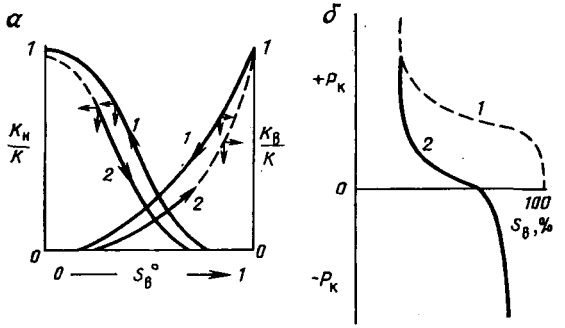


Рис. 9.12. Кривые относительных проницаемостей (*а*) и капиллярного давления (*б*) для случаев дренирования (*1*) и капиллярной пропитки (*2*)

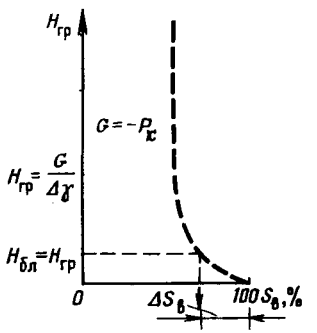


Рис. 9.13. Зависимость водонасыщенности $S_в$ от гравитационного давления G

должны заметно отличаться от результатов процесса вытеснения при дренировании. Нижняя ветвь на рис. 9.12, *б* указывает на то, что нефть вытесняется за счет гравитационных сил G в результате равенства $\Delta S_н$ и $\Delta S_в$.

Если блок полностью погружен в воду, гравитационные силы связаны с высотой блока соотношением

$$G = H_в \Delta\gamma.$$

Таким образом очевидно, что для данного $\Delta\gamma$ и блока высотой $H_в$ можно определить эквивалентную величину нефтеотдачи, которая соответствует значению $\Delta S_в = \Delta S_н$ на рис. 9.13, изображающем зависимость $H_{гр}$ от насыщенности.

9.3.2. Анализ механизмов вытеснения

Представляется необходимым проанализировать механизмы вытеснения (при капиллярной пропитке и дренировании) с точки зрения их наиболее специфических (физических) аспектов. Ниже рассматривается взаимодействие сил, которые принимают участие в этих процессах, и их влияние на нефтеотдачу.

9.3.2.1. Анализ механизма дренирования

Дренирование имеет место в тех случаях, когда смачивающая фаза, насыщающая матрицу, вытесняется несмачивающей фазой, которая насыщает трещины. В общем случае это отвечает условиям, возникающим в коллекторе при расширении газовой шапки. Газ (несмачивающая фаза) заполняет трещины, блоки матрицы насыщены нефтью. Аналогичные явления сопровождают процесс миграции нефти, когда вначале трещины заполняются нефтью (как несмачивающей фазой), которая вытесняет воду (смачивающую фазу) из блоков матрицы. Менее распространен случай, когда гидро-

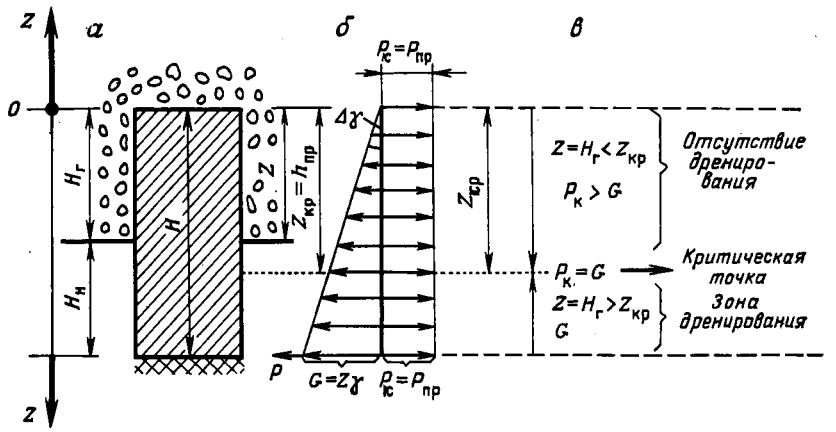


Рис. 9.14. Нефтенасыщенный блок, не полностью окруженный газом:
а — схема блока; *б* — распределение давления по высоте; *в* — выделяемые зоны

фобная порода блоков матрицы насыщена нефтью, которая вытесняется водой, насыщающей трещины и являющейся в данном случае несмачивающей фазой.

а. Критическая высота блока матрицы

В так называемой газовой зоне блоки насыщены нефтью и окружены газом, вытеснившим при расширении газовой шапки нефть из трещин. Положение ГНК в трещинах по отношению к боковой поверхности блока определяет величину его нефтеотдачи.

Давления газа, нефти и капиллярное соответственно взаимодействуют на боковых гранях блока (рис. 9.14, *а*), стремясь к равновесию на данной глубине Z:

$$P_к + P_н = P_г$$

или относительно Z:

$$P_к = P_г - P_н = Z\gamma_г - Z\gamma_н = -Z(\gamma_н - \gamma_г) = -Z\Delta\gamma = -G. \quad (9.40)$$

Вытеснение нефти из матрицы происходит в том случае, когда разность давлений $P_г$—$P_н$ выше капиллярного давления, которое соответствует давлению прорыва, т. е. требуется, чтобы

$$P_г - P_н > P_к = P_{пр}, \quad (9.41)$$

или

$$Z(\gamma_г - \gamma_н) > h_к(\gamma_г - \gamma_н) = h_{пр}(\gamma_г - \gamma_н), \quad (9.42)$$

или

$$Z > h_{пр}. \quad (9.43)$$

Другими словами, для того чтобы действительно происходило вытеснение нефти из матрицы газом, находящимся в трещинах, высота блока должна быть больше высоты капиллярного прорыва. Более наглядно ситуация представлена на рис. 9.14, *б*, где показано, как капиллярное давление противодействует вторжению газа, оставаясь постоянным по всей высоте пористого блока, в то время как гравитационное давление, соответствующее $Z\Delta\gamma$ (которое отвечает за вытеснение), возрастает с увеличением Z. Ниже плоскости $Z_{кр}$ (где $Z<Z_{кр}$) $P_к>G$ и вытеснение нефти невозможно, в то время как выше $Z_{кр}$ (где $Z>Z_{кр}$) гравитационное давление превосходит капиллярное $P_к<G$ и процессы дренирования имеют место.

Если газ полностью окружает блок, вытеснение не может начаться до тех пор, пока ГНК в трещине находится в положении $0<Z<Z_{кр}$. Вытеснение нефти начинается при $Z>Z_{кр}$ (см. рис. 9.14, *в*). Из сказанного следует, что вытеснение нефти газом из пористого блока возможно только в том случае, когда высота блока $H>h_{пр}$.

б. Равновесие ГНК

Уровень $h_к=0$ на капиллярной кривой (рис. 9.15, *а*) относится к нижней границе блока матрицы. Отметим, что перемещение газового фронта в блоке возможно только при $H>h_{пр}$, причем фронт проходит расстояние от *1* до *2* (см. рис. 9.15, *б*). В обоих положениях (*1* и *2*) градиент гравитационного давления значительно выше градиента капиллярного давления (см. рис. 9.15, *в*). Статическое равновесие устанавливается, когда фронт вытеснения дости-

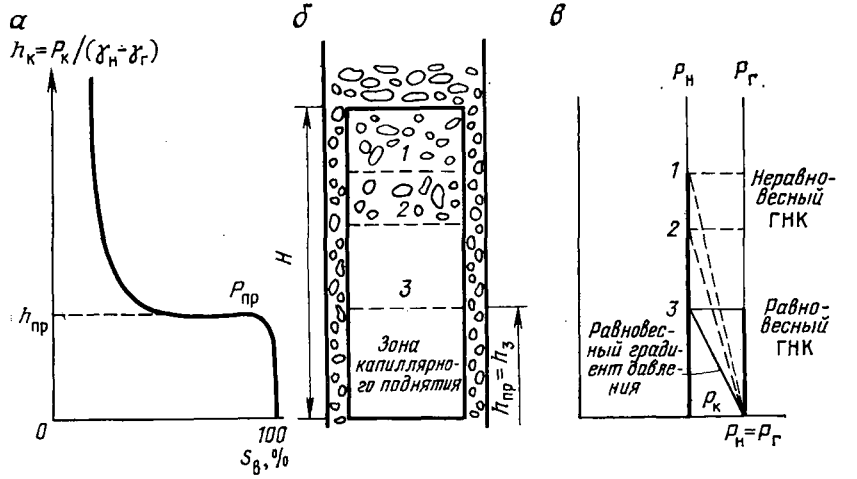


Рис. 9.15. Связь между гравитационными и капиллярными силами при дренировании:

а — кривая капиллярного давления; *б* — вытеснение нефти газом из блока матрицы; *в* — положение равновесного ГНК на границе трещина—матрица

гает положения *3*, в котором гравитационное и капиллярное давления становятся равными.

Блок при этом будет удерживать столб неизвлекаемой нефти благодаря наличию капиллярных сил в зоне, называемой зоной капиллярно удерживаемой нефти, высота которой $h_з = h_{пр}$.

Как следует из рис. 9.15, *в*, равновесие между градиентом давления в нефти и градиентом капиллярного давления управляет обменом жидкостей между трещинами и матрицей. Исходя из этого, можно прийти к выводу, что если высота блока $h_{бл} < h_{пр}$, вытеснение нефти из блока невозможно, так как высота блока меньше высоты капиллярного поднятия.

в. Влияние высоты блока на нефтеотдачу

Для данной кривой капиллярного давления (рис. 9.16) можно выделить различное поведение блоков матрицы в зависимости от их высоты. Блок *1* (малый) содержит неизвлекаемую нефть, блок *2* (несколько больший) отдает некоторое количество нефти, все большее и большее количество нефти будет извлечено из блоков *3* и *4*.

Таким образом, чем выше блок, тем больше гравитационные силы, зависящие от его высоты, преобладают над капиллярными силами и тем относительно бóльшие количества нефти могут быть вытеснены.

г. Влияние свойств породы на нефтеотдачу

Если блоки залежи представлены породами с различными петрофизическими характеристиками, то нефтеотдача каждого блока будет зависеть от капиллярных характеристик конкретного блока.

Рассмотрим блоки *A*, *B* и *C* (рис. 9.17) одинаковой высоты, имеющие следующие характеристики: $K_A > K_B > K_C$, $\Phi_A > \Phi_B > \Phi_C$, причем высота блока *C* меньше высоты капиллярного поднятия

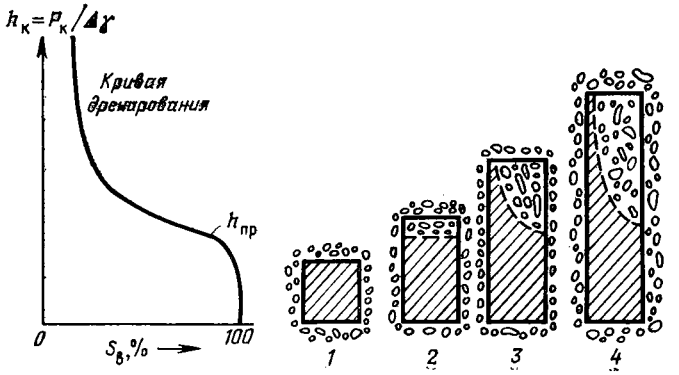


Рис. 9.16. Положение зоны капиллярного поднятия (заштрихована) при различных высотах блоков *1—4*

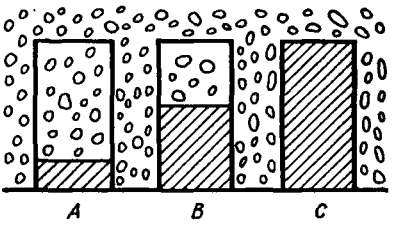


Рис. 9.17. Блоки *A*, *B*, *C* одного размера, характеризующиеся различными физическими свойствами; количества вытесненной нефти и высоты капиллярного поднятия (удержания нефти) — функции капиллярного давления

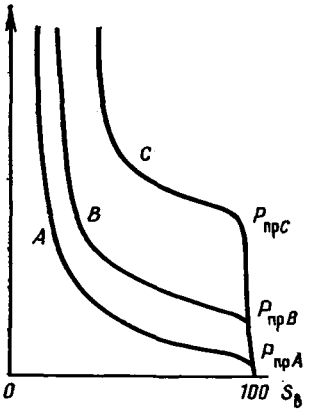


Рис. 9.18. Кривые капиллярного давления, характерные для блоков *A*, *B*, *C*

(рис. 9.18), в то время как блок *A* характеризуется очень ограниченной высотой капиллярного поднятия.

д. Влияние гидродинамических сил на нефтеотдачу

Нефтеотдача зависит от гравитационных сил (от высоты блока) и от давления нагнетания газа. Оба параметра с учетом определяемого капиллярными силами распределения насыщенности (рис. 9.19) оказывают влияние на величину нефтеотдачи в зависимости от высоты блока. Для различных кривых капиллярного дренирования давление вытеснения может быть записано в общем виде:

$$P_{выт} = P_{гр} + P_{нагн} - P_{к}. \qquad (9.44)$$

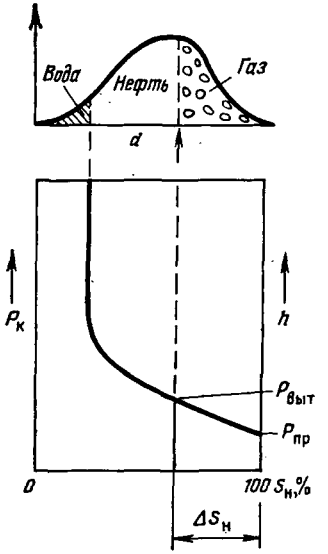


Рис. 9.19. Связь давления вытеснения $P_{выт}$ с нефтенасыщенностью

9.3.2.2. Анализ механизма капиллярной пропитки

Когда матрица насыщена несмачивающей фазой (газом или нефтью), а трещины — смачивающей фазой (водой), начинают идти процессы пропитки. Причем капиллярные, гравитационные и, может быть, гидродинамические (нагнетание) силы стремятся внедрять смачивающую фазу в блоки матрицы, снижая их насыщенность несмачивающей фазой. Обычно проявления пропитки исследуют с точки зрения взаимодействия капиллярных и гравитаци-

онных сил (включая учет давления нагнетания, если вода нагнетается в залежь). Капиллярная пропитка имеет место в заводняемой зоне, когда пористый блок полностью (см. рис. 9.2, *в*) или частично (см. рис. 9.2, *г*) окружен водой.

а. Противоточная и прямоточная капиллярная пропитка

Термины противоточная и прямоточная капиллярная пропитка отражают непосредственно направление движения вытесняемого флюида относительно вытесняющего.

Противоточная капиллярная пропитка имеет место в том случае, когда вытеснение несмачивающей фазы происходит в направлении, обратном движению (впитыванию) смачивающей фазы. Напротив, когда вытесняющая фаза (смачивающая) вытесняет жидкость (несмачивающую) в направлении впитывания, получаемая на выходе продукция считается полученной за счет прямоточной пропитки.

Чтобы правильно понять упомянутые термины, рассмотрим два блока (рис. 9.20), у которых все грани, за исключением одной, непроницаемы.

В том случае, когда блок насыщен нефтью, а проницаемая грань находится в контакте с водой (смачивающей фазой), приток впитываемой воды и отток извлекаемой нефти осуществляются через одну и ту же проницаемую грань. В обоих случаях (*а* и *б*) отток нефти противоположен направлению впитывания воды — классический случай противоточной капиллярной пропитки.

В случае проницаемой нижней грани вытеснение нефти обусловлено только действием капиллярных сил, в случае проницаемой верхней грани оно зависит от гравитационных и капиллярных сил. Действительно, гравитационные силы могут помогать воде внедряться в пористый блок (см. рис. 9.20, *б*), причем всплывание нефти в воде позволяет ей подниматься к верхней грани блока и обусловливать тем самым типичный механизм противоточного извлечения нефти в результате взаимодействия капиллярных и гравитационных сил.

б. Влияние непроницаемых граней на механизм вытеснения нефти

Если все грани пористого блока непроницаемы, а нижняя грань — проницаема и контактирует с водой (рис. 9.21, *а*), единственными силами, обусловливающими вытеснение, могут быть капиллярные.

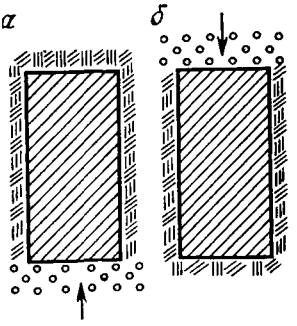


Рис. 9.20. Пример противоточной капиллярной пропитки через нижний торец (*а*) и прямоточной через верхний торец (*б*) блока

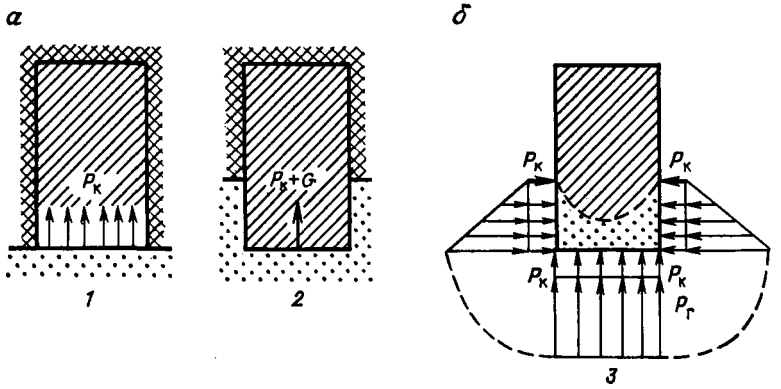


Рис. 9.21. Действие сил в случае непроницаемых (*а*) и проницаемых (*б*) боковых граней:

1 — капиллярные силы; *2* — капиллярные и гравитационные силы, действующие на нижнюю грань; *3* — капиллярные и гравитационные силы, действующие на боковые и нижнюю грани

В случае подъема ВНК в трещинах (см. рис. 9.21, *б*) при непроницаемых боковых гранях вытеснение нефти из нижней грани блока происходит за счет как капиллярных, так и гравитационных сил.

Капиллярные силы на боковой проницаемой грани блока остаются постоянными, в то время как гравитационные возрастают пропорционально глубине, отсчитываемой от ВНК в трещине (см. рис. 9.21, *в*). Поскольку капиллярное давление не изменяется по глубине в пределах всей зоны ниже ВНК, а гравитационное возрастает с глубиной, нетрудно понять, что максимум гравитационных сил действует на нижнюю грань блока. Иными словами, гравитационные силы уменьшаются к верху блока вплоть до нуля на уровне ВНК в трещинах. Это, в свою очередь, оказывает влияние на характер фронта вытеснения нефти водой, который определяется распределением давления в среде (см. рис. 9.21, *в*).

в. Влияние геометрических размеров блока на механизм вытеснения нефти

Если горизонтальные размеры блока велики, вытеснение вблизи боковой грани блока ограничивается локальным эффектом, сравнимым с вытеснением через нижнюю грань (рис. 9.22, *а*). Иначе говоря, если блок простирается вверх, капиллярные эффекты на боковых гранях играют существенную роль.

Рис. 9.22, *б* показывает, что темп извлечения нефти может быть увеличен в тонком блоке, если порода характеризуется высокими значениями капиллярных сил. Однако с течением времени в высоком тонком блоке боковое капиллярное вытеснение ограничивает эффективность вертикального вытеснения, которое идет по направлению вверх от нижней грани блока.

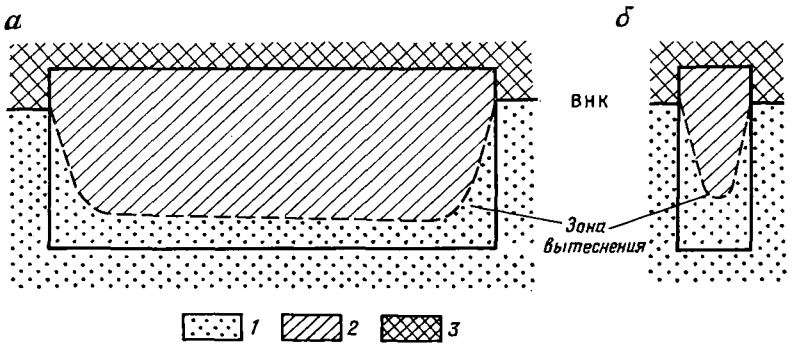


Рис. 9.22. Влияние вертикальных граней блоков на вытеснение в продольном (*а*) и поперечном (*б*) сечениях:
1 — вода; *2* — нефть в матрице; *3* — нефть в трещинах

Моделирование вытеснения нефти из высоких блоков может проводиться на маленьких образцах, после того как их боковые поверхности герметизированы.

г. Влияние положения ВНК относительно граней блока на механизм вытеснения нефти

Характеристики процесса вытеснения из больших блоков могут изучаться в лабораторных экспериментах на образцах (рис. 9.23, *а*), боковая поверхность которых герметизирована, в силу чего вытесняющие силы действуют только на верхний и нижний его торцы.

Если вода контактирует с нефтью на нижней грани блока, а вытеснение нефти происходит из верхней грани, наблюдается прямоточная капиллярная пропитка, определяемая капиллярными силами, действующими на нижней грани (см. рис. 9. 23, *б*). Когда

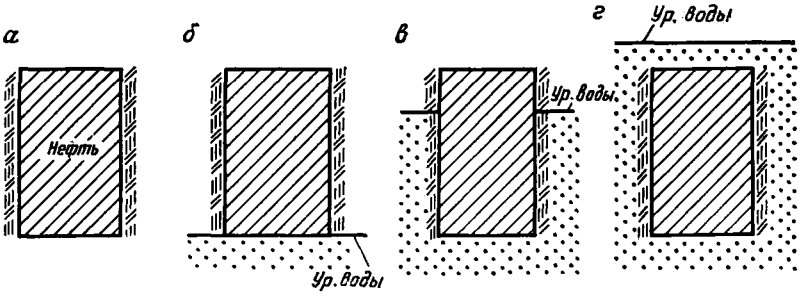


Рис. 9.23. Прямоточная капиллярная пропитка (боковые грани непроницаемы):
а — образец; *б* — уровень воды в трещинах на уровне нижнего торца блока; *в* — то же, выше нижнего торца блока; *г* — блок полностью окружен водой

уровень воды достигает верхней грани пористого блока, оба эффекта — гравитационный и капиллярный — могут быть измерены количеством нефти, полученным из верхней грани (см. рис. 9.23, *в*). Если блок полностью окружен водой (см. рис. 9.23, *г*), гравитационные силы пропорциональны высоте блока и $\Delta\gamma$. Капиллярные силы приводят к впитыванию смачивающей фазы через нижнюю и верхнюю грани. Вытеснение в этом случае может осуществляться как за счет прямоточной пропитки, определяемой количеством воды, впитываемой через нижнюю грань, так и за счет противоточной, определяемой количеством воды, впитываемой через верхнюю грань блока.

Необходимо помнить, что зависимость «время — нефтеотдача» определяется высотой блока, и поэтому результаты, полученные на малом лабораторном образце, должны быть приведены к реальным размерам блоков, характерным для данной залежи.

д. Влияние обобщенной капиллярной кривой на вытеснение нефти

Обобщенные капиллярные кривые (см. гл. 4) приведены на рис. 9.24. Обычно предполагается, что при нормальном законе распределения пор по размерам на обобщенную кривую оказывает влияние средний радиус пор.

Две различные капиллярные кривые (см. рис. 9.24) характерны для совокупности пор малых (d_1) и больших (d_2) размеров (рис. 9.25). Кривая *2* на рис. 9.24 характеризуется меньшими капиллярным и гравитационным давлениями по сравнению с кривой *1* при одних и тех же значениях насыщенности. Однако в системе пор малого среднего размера (d_1) при одинаковых капиллярном и гравитационном давлениях ($P_к = G$) в процессе вытеснения наблюдается меньшее снижение водонасыщенности, чем в порах большого размера (d_2).

Иными словами, при равных высотах пористых блоков большее вытеснение нефти будет наблюдаться из блока, характеризующегося кривой *2*, чем из блока, характеризующегося кривой *1*, так как:

$$\Delta S_{в.к2} > \Delta S_{в.к1},$$
$$\Delta S_{в.гр2} > \Delta S_{в.гр1}. \qquad (9.45)$$

Опираясь на различные обобщенные капиллярные кривые, представляется возможным оценить конечную эффективность тех или иных механизмов вытеснения, характерных для изучаемой залежи. Так, на рис. 9.26 кривая *1* отражает случай, когда гравитационное вытеснение незначительно по сравнению с капиллярным. В противоположность этому кривая *2* показывает, что гравитационное вытеснение значительно превосходит капиллярное, и, следовательно,

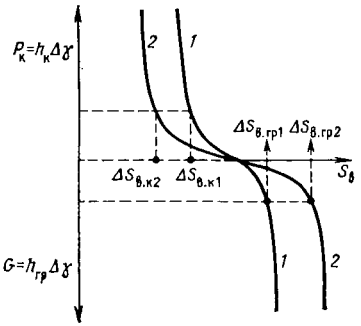


Рис. 9.24. Капиллярные кривые, соответствующие двум типам (*1* и *2*) пород с различными размерами пор

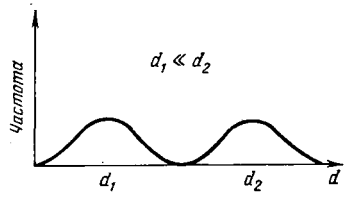


Рис. 9.25. Кривая распределения пор по размерам для пород с малыми и большими размерами пор

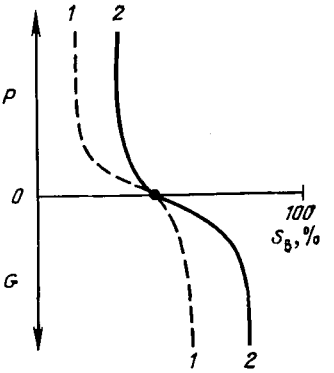


Рис. 9.26. Кривые капиллярно-гравитационного вытеснения нефти для пород с различными (*1* и *2*) коллекторскими свойствами

нефтеотдача в этом случае непосредственно определяется высотой блоков матрицы. Если блоки невелики, она может быть незначительной. Но с увеличением их высоты нефтеотдача для пород, характеризующихся кривой *2*, существенно возрастает.

9.4. Концепции и экспериментальные исследования. Капиллярное вытеснение из единичного блока

Капиллярная пропитка является основным механизмом извлечения нефти из трещиноватых пород-коллекторов вследствие большого различия между проницаемостью матрицы и трещин, за счет чего вода, поступающая в трещины, впитывается в матрицу.

Основываясь на упрощенной модели, представляется возможным получить количественные связи между основными параметрами, которые описывают и управляют процессами вытеснения нефти. Ниже предпринимается попытка оценки зависимости скорости капиллярной пропитки от физических свойств жидкостей и пород. Затем путем соответствующих масштабных преобразований, вытекающих из теории подобия, показано, как можно перенести ре-

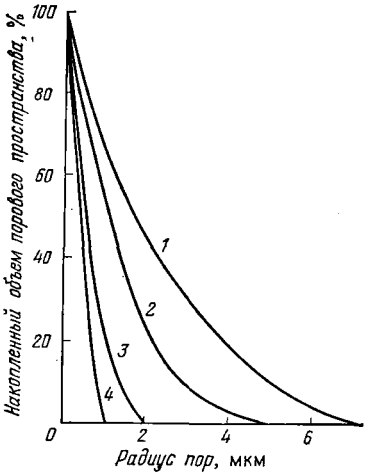


Рис. 9.27. Кумулятивные кривые распределения пор по размерам в матрице известняка [2]:
1 — $K=50\cdot10^{-3}$ мкм², Ф=20%; *2* — $K=15\cdot10^{-3}$ мкм², Ф=20%; *3* — $K=5\cdot10^{-3}$ мкм², Ф=15%; *4* — $K=1\cdot10^{-3}$ мкм², Ф=15%

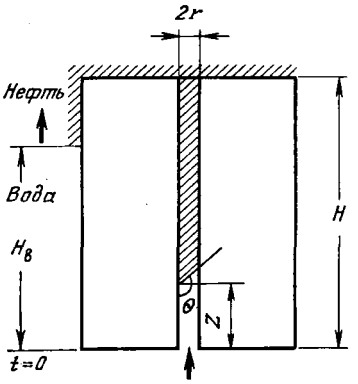


Рис. 9.28. Подъем воды в трещине [2]

зультаты лабораторных исследований в натурные условия с целью более точного предсказания изменения величины текущей нефтеотдачи в процессе разработки залежи.

9.4.1. Концепция упрощенной модели

9.4.1.1. Капиллярная модель

Модель, разработанная Бирксом, представляет блок матрицы в виде пучка капилляров [2]. Число и радиусы капилляров определяются видом распределения пор по размерам (рис. 9.27). В единичной капиллярной трубке высотой H (рис. 9.28) поднятие ВНК Z связано с перемещением ВНК $H_в$ условиями равновесия между силами вязкого трения, гравитационными и капиллярными. Основное уравнение, определяющее это равновесие, можно записать в следующем виде:

$$H_в g\rho_в \pi r^2 + 2\pi r\cos\theta = 8\pi\mu_в Z\,dZ/dt + $$
$$+ 8\pi\mu_н (H - Z)\,\frac{dZ}{dt} + \pi r^2 g\,[\rho_в Z + \rho_н (H_в - Z)]. \qquad (9.46)$$

Если подъем ВНК в трещине происходит непрерывно ($H_в = at$), то уравнение, описывающее это движение, выглядит так:

$$8\,[(\mu_в - \mu_н)\,Z + \mu_н H]\,dZ/dt + r^2 g\,(\rho_в - \rho_н)\,Z =$$
$$= ar^2 g\,(\rho_в - \rho_н)\,t + 2r\sigma\cos\theta. \qquad (9.47)$$

Если при этом вязкости нефти и воды равны ($\mu_н = \mu_в$), то уравнение можно записать следующим образом:

$$\frac{dZ}{dt} + AZ = Bt + C, \tag{9.48}$$

где A, B и C — константы, определяемые из уравнения (9.47) и соответственно равные $A = r^2\Delta\gamma/(8\mu H)$; $B = Aa$; $C = 2r\sigma\cos\theta/(8\mu_н H)$.

Решение уравнения (9.48) можно представить в виде:

$$Z = B(At - 1)/A^2 + C/A + De^{-At} \tag{9.49}$$

Отдача каждой группы капилляров определяется выражением

$$R = Z/H \approx f(e^{-At}). \tag{9.50}$$

которое показывает, что зависимость нефтеотдачи от времени имеет экспоненциальный характер.

Если ввести параметр извилистости для каждого цилиндрического капилляра, то уравнение (9.48) следует записать в ином виде:

$$dx/dt + A'x = B't + C', \tag{9.51}$$

где

$$A' = A(L/L_{экв})^2; \quad B' = B(L/L_{экв})^2; \quad C = C(L/L_{экв})^2.$$

Пример. Средний радиус капилляров и их количество в % (табл. 9.2) приводятся Бирксом [2] для кривой, подобной кривой на рис. 9.27. Физические свойства жидкости: $\mu_в = \mu_н = 1$ м Па·с, $\rho_в - \rho_н = 0{,}4$ г/см^3, $\sigma\cos\theta = 10^{-2}$ Н/м^2, $H = 30{,}48$ м, $a = 7{,}3152$ м/год.

Нефтеотдача за время подъема ВНК на высоту $Z = L$, которое составит $t = 30{,}48$ м : 7,3152 м/год = 4,15 года, для каждой группы капилляров приведена в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Радиус, мкм	Количество пор в единице порового объема	Нефтеотдача, %, при $Z = L$	Нефтеотдача, % объема пор
0,00—0,25	0,25	3,1	0,8
0.25—0,50	0,25	11,2	9,8
0,50—1.00	0,30	29,3	8,79
1,00—1,50	0,125	53,8	5,72
1,50—2,00	0,075	72,6	5,45

9.4.1.2. Модель поршневого вытеснения

а. Наклонный блок

Модель блока приведена на рис. 9.29, где показано поршневое перемещение фронта вытеснения, при котором водонасыщенность на

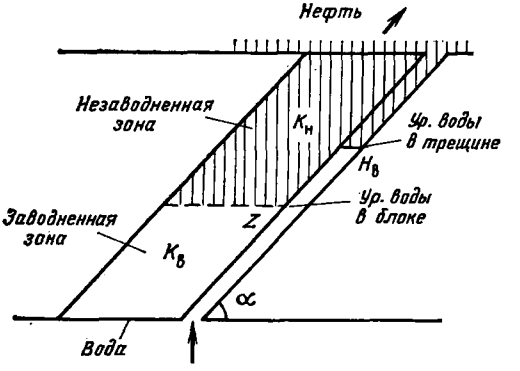


Рис. 9.29. Перемещение ВНК в блоке матрицы и трещине [2]

фронте постоянна, а непосредственно за фронтом образуется остаточная нефть. Количество нефти, вытесненной из блока, составляет

$$\Phi (S_в - S_{в.нач}),$$

а скорость подъема воды в блоке матрицы описывается выражением, подобным уравнению (9.7):

$$u = \frac{dZ}{dt} = \frac{1}{\Delta S_в \Phi} \frac{P_к + \Delta\rho (H - Z g \sin\alpha) \sin\alpha}{\frac{\mu_в}{K_в} Z + \frac{\mu_н}{K_н} (H - Z)}, \qquad (9.53)$$

где $\Delta S_в = S_в - S_{в.нач}$; $\Delta\rho = \rho_в - \rho_н$.

Как видно, этот результат подобен решению уравнения (9.7) при $\alpha = 90°$.

Нефтеотдачу можно определить из выражения

$$R = \frac{Z\Phi\Delta S_в}{H\Phi} = \Delta S_в \frac{Z}{H} = \Delta S_в Z_б. \qquad (9.54)$$

б. Вертикальный блок

Безразмерные уравнения, полученные в разделе 9.2.2, позволяют получить зависимость нефтеотдачи от времени.

Уравнения (9.19), (9.22) и (9.23) пригодны для общего случая. При преобладании гравитационных сил вычисление $t_{б.гр}$ проводится с помощью уравнений (9.23) и (9.21). В случае преобладания капиллярных сил $t_{б.к}$ рассчитывается из уравнений (9.19) и (9.18).

9.4.2. Зависимость нефтеотдачи от времени: общие положения и основные условия экспериментирования

Многочисленные теоретические и экспериментальные работы [4, 5, 6] посвящены исследованию зависимости скорости обмена воды и нефти в единичном блоке породы. На перемещение фронта вытеснения могут оказывать влияние как свойства матрицы и трещин, так и физические свойства жидкостей. В случаях очень высокой вертикальной проницаемости трещин фронт вытеснения в упрощенной модели принимается горизонтальным.

Различные авторы используют в своих экспериментальных работах модели, характеризующиеся различной геометрией блоков,

формой и свойствами контактирующих с трещинами поверхностей, разными скоростями перемещения уровня воды в трещинах (эквивалент скорости погружения блока), а также разной интенсивностью проявления сил, участвующих в процессе вытеснения, и т. д.

9.4.2.1. Различные варианты экспериментальных исследований

В экспериментах разные авторы использовали модели различной геометрии и разных физических свойств в соответствии с целями, которые они преследовали. В табл. 9.3 описаны основные параметры использованных в каждой работе моделей.

а. Тип модели: теоретическая или физическая модель. Последняя категория моделей может отражать некоторые теоретические предпосылки [5, 6] или соответствовать математической модели [14, 15, 16]. Часто экспериментальные данные, полученные на физических моделях, используют для оценки правильности и надежности математических моделей [14, 15].

б. Силы. Силы, принимающие участие в процессе вытеснения нефти водой, соответствуют естественным (капиллярным и гравитационным) градиентам или искусственно создаваемым градиентам давления (за счет внешнего давления при нагнетании вытесняющего агента).

в. Форма блоков. Обычно какая-либо правильная геометрическая форма — цилиндры, параллелепипеды, кубы (рис. 9.30) с герметизированными поверхностями, если необходимо исследовать эффективность вытеснения в некотором заданном направлении.

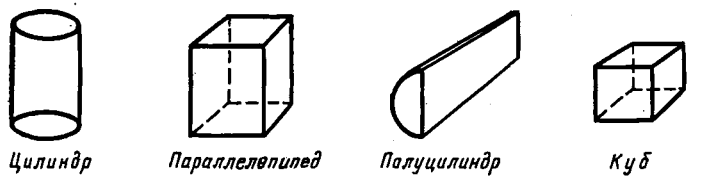


Рис. 9.30. Блоки различных геометрических форм

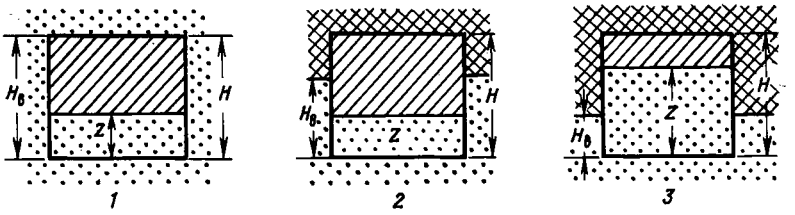


Рис. 9.31. Относительные перемещения ВНК в трещинах и блоках матрицы. Положение ВНК в трещине равно глубине погружения блока в воду.
Погружение блока: *1* — полное, $H_в = H$ при $Z = 0$; *2* — частичное, $Z < H_в < H$; *3* — частичное, $H_в < Z < H$ ($H_в$ — положение ВНК в трещине; Z — положение ВНК в матрице)

Таблица 9.3

Основные характеристики физических и теоретических моделей

№ п/п	Автор	Тип модели	Силы	Форма блоков (см. рис. 9.30)	Герметизация	Скорость подъема ВНК (см. рис. 9.31)	Тип течения (см. рис. 9.32)	Тип эксперимента
1	Аронофски [5]	Теоретическая	$P_к$	Цилиндр		1	3	
2	Боксерман [6]	»	$P_к$	»		2	3	
3	Маттакс [4]	Теоретическая, физическая	$P_к+G$ $P_к+G$	Полуцилиндр Куб	Боковая Нет	1 1, 2, 3	1 3	Вытеснение
4	Иффли [11]	Физическая	$P_к+G$	Цилиндр	Нет	1, 2	Прямоточное + противоточное	
5	Кайт [7]	»		»	Нет	1, 2	Прямоточное	Центрифугирование
6	Дю-Прей [9]	»	$P_к+G+$ $+P_{нагн}$	Параллелепипед Цилиндр	Три боковые грани Боковая поверхность	1	Прямоточное + + противоточное	»
7	Блэйр [10]	Математическая	$P_к$, $P_{гр}$	»	Верхняя и нижняя грани		Прямоточное	
8	Парсонс [10]	Теоретическая + +физическая	$P_к$, $P_{гр}$	Параллелепипед+куб	—	1	»	
9	Клипп [14]	То же	$P_к$, $P_{гр}$, $P_{нагн}$	Куб	—	1, 2, 3	Прямоточное	
10	Грэхэм [13]	Физическая	$P_к$, $P_{нагн}$	Параллелепипед	Боковые грани	—	—	

г. Скорость перемещения ВНК. Скорость перемещения ВНК в трещинах, эквивалентная скорости погружения блока в воду, схематически может быть представлена одним из трех случаев, приведенных на рис. 9.31.

д. Тип течения. Прямоточное или противоточное, схематически показано на рис. 9.32, тип эксперимента — обычная капиллярная пропитка или моделирование на центрифуге.

9.4.2.2. Теоретические предпосылки

а. Модель Аронофски [5]

Блок матрицы небольшой высоты, насыщенный нефтью, полностью погружается в воду в момент времени $t=0$ (см. табл. 9.3), причем вытеснение за счет капиллярной пропитки контролируется капиллярным давлением.

Дж. Аронофски допускает, что коэффициент вытеснения как функция времени описывается выражением

$$R = R_\infty \left(1 - e^{-\lambda t}\right), \tag{9.55}$$

где λ — константа, определяющая скорость вытеснения; $R\infty$ — предел, к которому стремится R при $t=\infty$.

Обсуждение. Функция (9.55), представленная на рис. 9.33, показывает, что наибольшие приращения нефтеотдачи наблюдаются на начальной стадии капиллярной пропитки, а затем она стремится к некоторой постоянной величине.

Если принять, что полное время, равно времени, необходимому для достижения конечной нефтеотдачи $R\infty$, то уравнение (9.55) можно переписать в виде

$$\ln\left(\frac{R_\infty - R}{R_\infty}\right) = -\lambda t = -\frac{t}{t_{кон}} = t_б. \tag{9.56}$$

Эта зависимость представлена на рис. 9.34 для различных моментов времени и реализованных в эксперименте величин R.

Если $t \longrightarrow t_{кон}$, R будет стремиться к $R_{кон}$:

$$R_{кон} = R_\infty \left(1 - e^{-t/t_{кон}}\right) = R_\infty (1 - 1/e) = R_\infty \times 0{,}63,$$

что соответствует 63% от объема извлекаемой нефти.

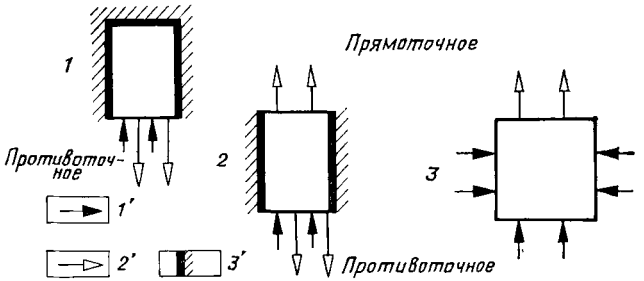


Рис. 9.32. Направление потоков жидкостей при капиллярной пропитке.
1′ — пропитка; *2′* — вытеснение; *3′* — непроницаемая поверхность

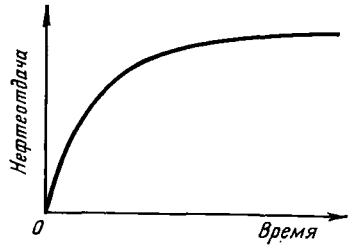


Рис. 9.33. Зависимость нефтеотдачи от времени

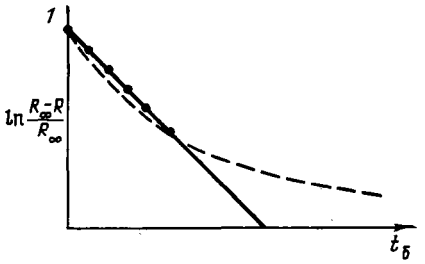


Рис. 9.34. Зависимость относительной нефтеотдачи от безразмерного времени

Скорость капиллярной пропитки, учитывая структуру модели Аронофски, Де-Сваан [16] предложил записать в следующем виде:

$$q = \frac{R_\infty}{t_{кон}} e^{t/t_{кон}} \tag{9.57}$$

В дальнейшем можно принять, что расход впитываемой воды на единицу длины трещины составит

$$q = \frac{R_\infty}{t_{кон}} \int_0^t e^{-(t-\theta)\, t_{кон}} \frac{\partial S_в}{\partial \theta} d\theta. \tag{9.58}$$

Замечания. Зависимость $\ln R$ от времени t, описываемая выражением (9.55), не подтвердилась в экспериментах Иффли (рис. 9.35). Однако отклонения от прямой линии в полулогарифмических координатах получились наименьшими для блоков небольшой высоты и малой проницаемости (сравните обр. *C* с обр. *B* на рис. 9.35).

Конечный коэффициент вытеснения (63%) был получен Маттаксом в экспериментах на алундовом образце, когда начальная водонасыщенность образца составляла $S_{в.нач}=0$, что совпадает с выражением (9.60), когда $t \longrightarrow t_к$.

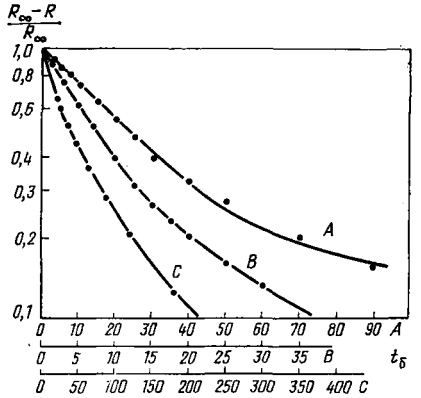


Рис. 9.35. Зависимость относительной нефтеотдачи от безразмерного времени в экспериментах Р. Иффли [11]:

Образец	Длина, см	$K \cdot 10^3$ мкм²
A	15	680
B	80	830
C	5,8	410

Аналогичный результат может быть получен путем решения уравнения (9.60), если отношение подвижностей $M=1$ (уравнение 9. 23), так как в этом случае $Z_б=Z$ эквивалентно нефтеотдаче. Физическое время $t_{б.гр}$, как полагает Дю-Прей [9], соответствует времени перемещения фронтовой насыщенности на высоту

$$\left(1-\frac{1}{e}\right)H=0{,}63H \tag{9.59}$$

в случае, когда вытеснение происходит только за счет гравитационных сил из полностью погруженного блока, причем отношение подвижностей $M\approx 1$.

б. Уравнение Боксермана [6]

Выражение, полученное Боксерманом, может трактоваться как аналитическое упрощение выражения (9.19), основной модели, описанной в разделе 9.2.

Решение этого уравнения показывает, что при очень малых значениях M

$$Z_б^2\approx \text{const}\, t_{б.к}, \tag{9.60}$$

что эквивалентно

$$R\approx \text{const}\sqrt{t_б}\,. \tag{9.60}'$$

Это уравнение хуже коррелируется с результатами экспериментов Иффли [11], чем с результатами опытов Маттакса.

в. Модели Кайта и Маттакса [7]

Эксперименты этих исследователей проводились на двух типах образцов:

	Алундовые образцы	Образцы песчаника
Форма	Полуцилиндрическая	Кубическая
Герметизация	Боковых поверхностей	Отсутствует
Водонасыщенность . . .	$S_{в.нач.}=0$	$S_{в.нач.}=0$
Экспериментальная схема	Рис. 9.36, *а*	Рис. 9.36, *б*

Результаты, полученные при противоточной пропитке алундовых образцов, приведены на рис. 9.37. За одно и то же время бóльшая нефтеотдача получена при наименьшей вязкости воды из образцов большей длины и для пород, характеризующихся более высокой проницаемостью.

Опыты по трехмерной пропитке проводились при различных, но постоянных скоростях подъема ВНК в трещинах (подобно случаям *2* и *3* рис. 9.31). При интерпретации результатов экспериментов была выдвинута концепция критической скорости подъема ВНК. Критическая скорость соответствует моменту равной скорости пе-

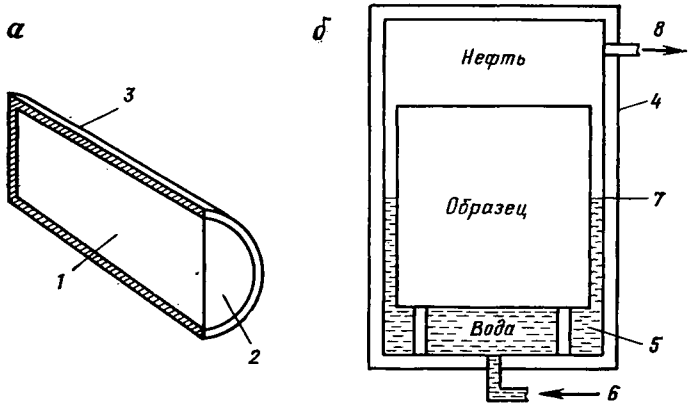


Рис. 9.36. Опыты С. Маттакса [4] по капиллярной пропитке:
а — противоточной; *б* — трехмерной.
1 — образец; *2* — грань, открытая для пропитки; *3* — непроницаемое пластиковое покрытие; *4* — плексигласовый контейнер; *5* — опоры для установки образца; *6* — подача воды (измеряемый объем); *7* — положение ВНК; *8* — выход нефти

ремещения ВНК в трещинах (уровень воды) и в матрице (фронт вытеснения). Причем скорость бо́льшая, чем критическая, соответствует более быстрому перемещению ВНК в трещинах, чем в матрице (рис. 9.38, *б*); обратным соотношением характеризуется скорость, меньшая критической (см. рис. 9.38, *а*). Перемещение ВНК с критической скоростью соответствует одинаковому положению ВНК в матрице и трещинах (см. рис. 9.38, *в*).

С учетом этой концепции считалось, что величина конечной нефтеотдачи матрицы достигается при скоростях подъема ВНК в трещинах меньших критической (см. рис. 9.38, *а*) в момент подхода фронта вытеснения к верхней грани матричного блока. Было установлено, что величина нефтеотдачи изменяется в зависимости от скорости подъема ВНК в трещинах в несколько раз при скоростях, меньших критической. С целью оценки критической скорости

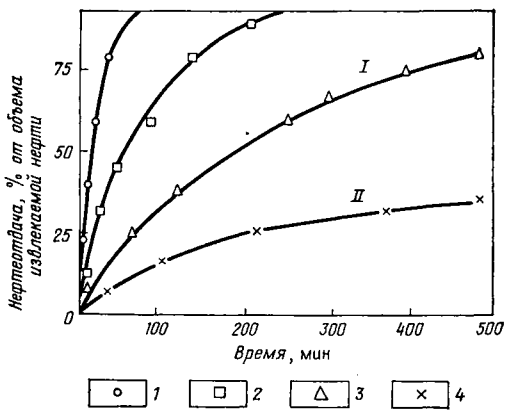


Рис. 9.37. Результаты экспериментов по противоточной капиллярной пропитке [4]:
Полное время пропитки: *I* — 1250 мин, *II* — 9000 мин.

Опыт	Проницаемость, мкм²	Длина, см	Вязкость, мПа·С
1	1,475	5,08	0,9
2	1,545	11,05	0,9
3	1,545	11,05	12,9
4	0,262	10,87	0,9

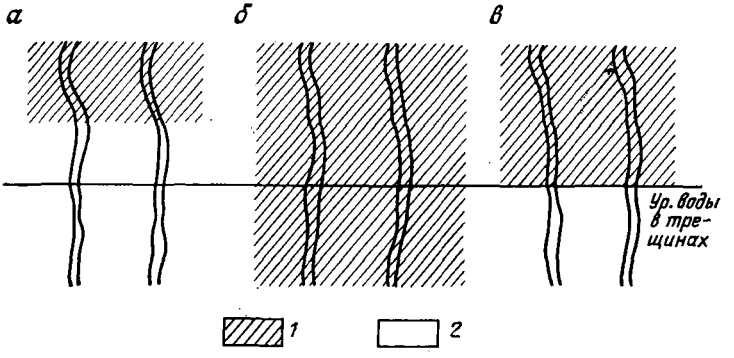


Рис. 9.38. Сопоставление положения ВНК в трещинах и фронта вытеснения в блоках матрицы при различных скоростях перемещения ВНК.

Скорость перемещения ВНК: *а* — ниже критической, *б* — выше критической; *в* — критическая.
1 — нефть; *2* — вода

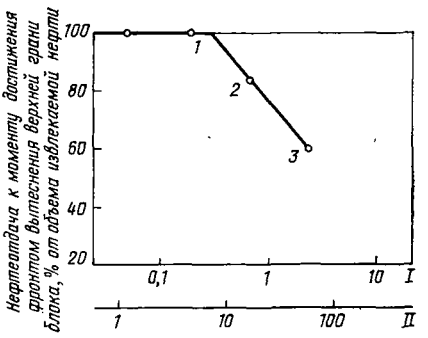


Рис. 9.39. Сопоставление нефтеотдачи и скорости перемещения ВНК в трещинах с целью оценки критической скорости [4].

Скорость перемещения ВНК, см/сут: *I* — в пласте; *II* — в лабораторных моделях; *1* — критическая скорость; *2* — 7,62 см/сут в лабораторных опытах; *3* — 0,318 см/сут в залежи-прототипе

было проведено несколько экспериментов при скоростях, меньших критической, причем величина критической скорости была определена путем экстраполяции (рис. 9.39).

Обсуждение. Результаты обоих типов экспериментов (одномерной и трехмерной капиллярной пропитки) показывают, что на вид зависимости нефтеотдачи от времени оказывают влияние как геометрия, так и физические свойства самих образцов и жидкостей. Но если время выразить через безразмерный параметр $t_{б.к}$, подобно тому как это сделано в уравнении (9.18), полученном в результате теоретического рассмотрения,

$$t_{б.к} = \frac{\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}\,K_{о.в\,max}}{\mu_в H^2}\,t,$$

то различные экспериментальные кривые можно свести к единственной кривой, которая изображена на рис. 9.40, *а* и *б*. Другими словами, для данного типа пород (K, Φ), данных жидкостей ($\mu_в$, $\mu_н$, σ, θ) и одинаковых по геометрии образцов представляется возможным обобщить результаты экспериментов, используя безразмерный параметр.

Замечания. Основные допущения, принятые в экспериментах:

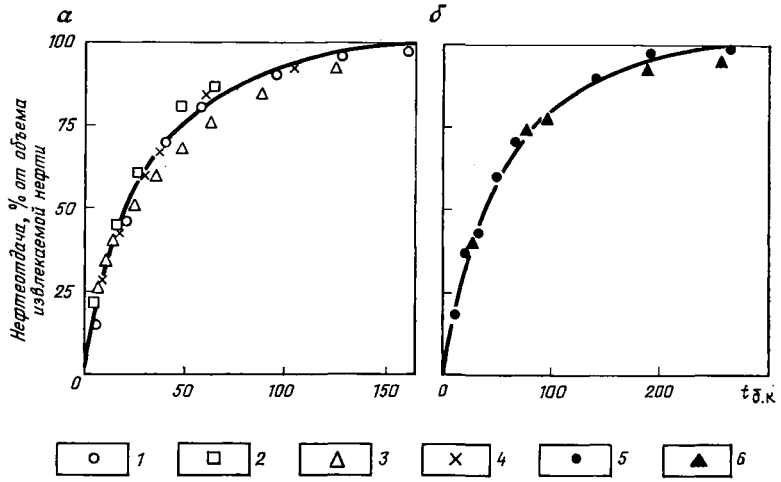


Рис. 9.40. Сопоставление нефтеотдачи и корреляционного безразмерного времени $t_{б.к}=t\sqrt{K/\Phi}\,\frac{\sigma}{\mu_в L^2}$ для оценки критической скорости перемещения ВНК в трещине [4]:

а — алундовые цилиндрические образцы, капиллярная пропитка через один из торцов; *б* — образцы песчаника, всесторонняя капиллярная пропитка.

Опыт	Проницаемость, мкм²	Длина, см	Вязкость воды, мПа · с	Диаметр, см
1	1,475	5,08	0,9	—
2	1,545	11,05	0,9	—
3	1,545	11,05	12,9	—
4	0,262	10,87	0,9	—
5	0,120	5,08	—	5,00
6	0,120	2,79	—	2,54

количество нефти, содержащейся в трещинах, незначительно по сравнению с количеством нефти, насыщающей матрицу;

раскрытость трещин велика, так что они оказывают пренебрежимо малое сопротивление течению;

вытеснение определяется капиллярными силами, силы гравитации пренебрежимо малы;

ВНК во всех трещинах находится на одном уровне вследствие их сообщаемости.

Полученная связь нефтеотдачи и безразмерного времени показывает, что в случае капиллярной пропитки уравнение (9.18) может быть принято в качестве безразмерного критерия подобия и основного масштабного соотношения при переносе результатов лабораторных исследований на натурные условия.

г. Метод центрифугирования Кайта [7]

Связь между временем и величиной нефтеотдачи, получаемой при центрифугировании, обсуждалась в гл. 4. Основной закон вытесне-

ния нефти из образца, помещенного в центрифугу, выражается через гравитационные и капиллярные силы, и их связь со скоростью вращения следующим образом:

$$\frac{G}{P_к} \sim \frac{\omega^2 \Delta\rho\,(3RH + H^2)/6}{\sigma f\,(0)/\sqrt{K/\Phi}\; J\,(S_в)}, \tag{9.61}$$

где R — радиус ротора центрифуги; H — высота образца.

Совместное влияние капиллярной пропитки и действия гравитационных сил на вытеснение нефти водой определяется размерами блока H и величиной капиллярного давления $P_к$ при одинаковых частотах вращения ротора ω.

Результаты экспериментов, проведенных на центрифуге, дают такие же зависимости нефтеотдачи от времени, как в обычных экспериментах по капиллярной пропитке (см. рис. 9.37 и 9.40).

9.4.2.3. Окончательные выводы

Во всех экспериментах по вытеснению как при преобладании гравитационных или капиллярных сил, так и в тех случаях, когда эти силы вместе участвуют в процессе вытеснения, кривая зависимости нефтеотдачи от времени подобна кривой, приведенной на рис. 9.41, *а*. Если представить эту кривую в полулогарифмических координатах, то ее вид будет аналогичен кривой, приведенной на рис. 9.41, *б*.

Кривая на рис. 9.41, *б* допускает некоторую линейную апроксимацию в полулогарифмических координатах для промежуточных значений времени.

Основываясь на теоретическом рассмотрении (см. раздел 9.2.2) и результатах экспериментальных исследований Маттакса, приведенных в безразмерном виде (см. рис. 9.40), можно прийти к следующим выводам.

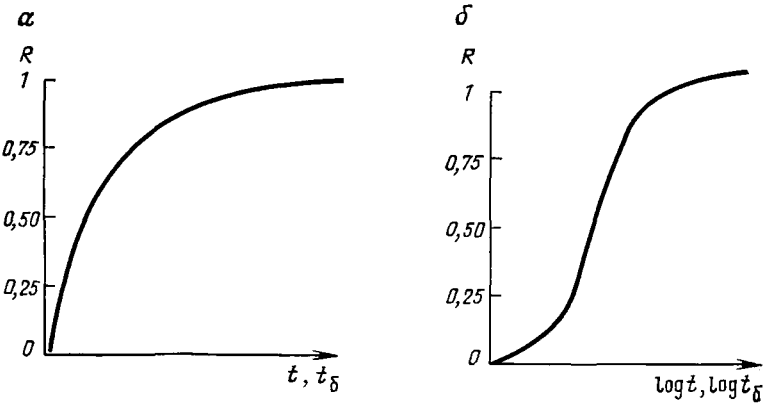


Рис. 9.41. Типы кривых зависимости нефтеотдачи R от времени:
$а$ — $R \approx f(t)$; $б$ — $R = f(\log t)$

а. При малой высоте блоков, когда капиллярная пропитка определяет процесс вытеснения, время вытеснения пропорционально квадрату высоты блока H^2.

б. В высоких блоках, где гравитационные силы управляют процессом вытеснения, время вытеснения пропорционально высоте блока H.

в. В случае «а» нефтеотдача может быть представлена как функция $t_{б.к}$ (уравнение 9.18), а в случае «б» — как функция $t_{б.гр}$ (уравнение 9.22).

Используя зависимость нефтеотдачи от логарифма времени, можно сформулировать положение о критериальном времени, необходимом для получения 50%-ной отдачи, — $t_{0,5R}$. Сопоставление величин $t_{0,5R}$, полученных в экспериментах, проведенных при различных условиях вытеснения, может оказаться полезным при прогнозировании и анализе разработки реальных залежей.

9.4.3. Зависимость нефтеотдачи от времени: законы подобия

Критерии подобия процессов несмешивающегося вытеснения в пористых средах были детально рассмотрены Раппопортом [8]. Основные соотношения, помогающие переносить результаты лабораторных экспериментов на натурные условия, позволяют предсказывать поведение трещиноватых пород-коллекторов. Учитывая, что градиенты давления в трещинах незначительны по сравнению с гравитационными и капиллярными силами, необходимо, чтобы критерии подобия учитывали только эти силы. Если найдены правильные критерии подобия, то использование в экспериментах образцов, отобранных из данной залежи, позволяет воспроизводить процессы, протекающие в этой залежи.

9.4.3.1. Требования теории подобия

Если при помощи модели (м) предпринимается попытка предсказать поведение залежи (з), образованной блоками с известными характеристиками, необходимо удовлетворить некоторому ряду основных требований. Эти требования основаны на классических принципах, развитых Раппопортом [8] для процессов несмешивающегося вытеснения:

равенство начальных водонасыщенностей:

$$\left[\frac{H}{L}(K_x/K_z)^{1/2}\right]_м = \left[\frac{H}{L}(K_x/K_z)^{1/2}\right]_з; \tag{9.62}$$

та же форма кривых относительных проницаемостей:

$$[(K_{в\,max}/\mu_в)/(K_{н\,max}/\mu_н)]_м = [(K_{в\,max}/\mu_в)/(K_{н\,max}/\mu_н)]_з; \tag{9.63}$$

капиллярных кривых:

$$[P_к/Ha\Delta\rho]_м = [P_к/Ha\Delta\rho]_з. \tag{9.64}$$

В уравнениях (9.62), (9.63) и (9.64) трехмерные группы образуют форм-фактор (SF), фактор подвижности (M) и фактор капиллярно-гравитационного отношения (CGR):

$$SF = \frac{H}{L}\sqrt{K_x/K_z};$$

$$M = \frac{K_{\text{в max}}/\mu_{\text{в}}}{K_{\text{н max}}/\mu_{\text{н}}}; \tag{9.65}$$

$$CGR = P_{\text{к},t}/\Delta\rho g H.$$

В литературе часто эти три фактора представляют в виде критериев подобия π : $\pi_1 = SF$; $\pi_2 = M$; $\pi_3 = CGR$. В уравнениях (9.65) величины H и L соответствуют высоте и простиранию блока; $P_{\text{к},t}$ — давление прорыва, а параметры a и g — ускорения свободного падения в модели и залежи.

Если представительный образец породы используется в модельных экспериментах, то требования теории подобия сводятся к соотношениям:

$$\pi_1 = SF = H/L \text{ или } (H/L)_{\text{м}} = (H/L)_{\text{з}}; \tag{9.66}$$

$$\pi_2 = \mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}} \text{ или } (\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}})_{\text{м}} = (\mu_{\text{н}}/\mu_{\text{в}})_{\text{з}}; \tag{9.67}$$

$$\pi_3 = CGR = \frac{P_{\text{к},t}}{\Delta\rho g H} \text{ или } (P_{\text{к},t}/\Delta\rho g H)_{\text{м}} = (P_{\text{к},t}/\Delta\rho g H)_{\text{з}}, \tag{9.68}$$

так как условия «г» и «д» (см. раздел 9.4.3.2) при этом выполняются обязательно.

9.4.3.2. Принципы подобия при экспериментировании

а. Форма модели

Форма модели должна быть идентичной форме блоков матрицы залежи. Но если используемый в опыте образец имеет другую форму, необходимо соответственно изменить условия эксперимента. Так, цилиндрические образцы можно использовать (рис. 9.42) с учетом следующих требований:

Залежь	Требования к модели	
Куб; $\lvert H\rvert_{\text{з}}$ ⟶ цилиндр	$\lvert H\rvert_{\text{м}} = \lvert D\rvert_{\text{м}}$	(9.69)
Параллелепипед; $\lvert H, L, W\rvert_{\text{з}}$ ⟶ цилиндр	$\left\lvert\frac{H}{D}\right\rvert_{\text{м}} = \left\lvert\frac{H}{W}\right\rvert_{\text{з}}$	

(где $W \ll L$).

В ряде случаев погрешность при несоблюдении указанных требований может достигать 20—30%. В тех случаях, когда расхождения в формах моделей заведомо могут привести к существенным погрешностям, необходимо проводить эксперименты на образцах такой формы, которая соответствовала бы форме идеального блока матрицы, характерного для данной залежи.

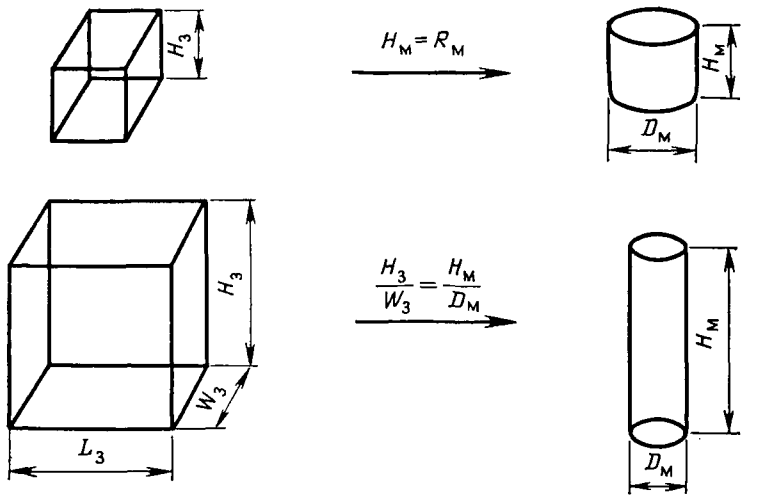


Рис. 9.42. Эквивалентность цилиндрических и нецилиндрических образцов

б. Подобие времени

Необходимо соблюдать условие подобия по времени, что связано с учетом сил, принимающих участие в процессах вытеснения нефти. Если процесс вытеснения в основном определяется капиллярными силами [уравнение (9.18)], то, как показал Маттакс [4], необходимо, чтобы:

$$(t_{б.к})_м = (t_{б.к})_з; \tag{9.69}$$

$$\left[\frac{\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}\,K_{о.в\,max}}{\mu_в H^2}\,t\right]_м = \left[\frac{\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}\,K_{о.в\,max}}{\mu_в H^2}\,t\right]_з, \tag{9.70}$$

или, если $f(\theta)$ и $K_{о.\,в\,max}$ равны, то:

$$\left[\frac{\sigma\sqrt{K/\Phi}}{\mu_в H^2}\,t\right]_м = \left[\frac{\sigma\sqrt{K/\Phi}}{\mu_в H^2}\,t\right]_з. \tag{9.71}$$

Если же вытеснение происходит в основном за счет гравитационных сил, то можно записать следующие критерии подобия:

$$\left(\frac{K\Delta\gamma}{\Phi\mu_в H}\,t\right)_м = \left(\frac{K\Delta\gamma}{\Phi\mu_в H}\,t\right)_з. \tag{9.72}$$

Примечание. Если используемые в экспериментах образцы являются полностью представительными для изучаемой залежи, а характеристики используемых при моделировании жидкостей аналогичны пластовым, уравнения (9.71) и (9.72) преобретают более простой вид:

для случая преобладания капиллярных сил

$$\left(\frac{t}{H^2}\right)_{\text{м}} = \left(\frac{t}{H^2}\right)_{\text{з}}; \tag{9.73}$$

для случая преобладания гравитационных сил

$$\left(\frac{t}{H}\right)_{\text{м}} = \left(\frac{t}{H}\right)_{\text{з}}, \tag{9.74}$$

в. Критерии подобия при одновременном действии $P_{\text{к}}$ и G [10]

В тех случаях, когда гравитационные силы участвуют в процессе вытеснения вместе с капиллярными, кроме подобия времени необходимо соблюдать физическое подобие отношения двух безразмерных времен [уравнения (9.18) и (9.22)]

$$\frac{t_{\text{б.к}}}{t_{\text{б.гр}}} = \frac{\sigma f(\theta) K_{\text{о.в max}} \sqrt{K/\Phi} / \mu_{\text{в}}/H^2}{Kg\Delta\rho K_{\text{о.в max}}/\Phi\mu_{\text{в}}H} \approx \frac{\sigma\sqrt{\Phi/K}}{\Delta\rho H} \tag{9.75}$$

и, следовательно, критерий подобия для этого случая будет выглядеть следующим образом:

$$\left(\frac{L\Delta\rho}{\sigma}\sqrt{\frac{K}{\Phi}}\right)_{\text{м}} = \left(\frac{L\Delta\rho}{\sigma}\sqrt{\frac{K}{\Phi}}\right)_{\text{з}} \tag{9.76}$$

г. Подобие скорости перемещения фронта вытеснения

Если рассматривать процесс с позиций поршневого вытеснения (см. рис. 9.8), то параметром подобия перемещения фронта будут параметр $Z_{\text{б}}$ и соотношения

$$\begin{aligned} &(Z_{\text{б}})_{\text{м}} = (Z_{\text{б}})_{\text{з}}; \\ &(Z/H)_{\text{м}} = (Z/H)_{\text{з}}, \end{aligned} \tag{9.77}$$

которые связаны со скоростями перемещения фронта вытеснения следующим образом:

$$\frac{V_{\text{м}}}{V_{\text{з}}} = \frac{\left(\sigma\sqrt{K/\Phi}/\mu_{\text{в}}H\right)_{\text{м}}}{\left(\sigma\sqrt{K/\Phi}/\mu_{\text{в}}H\right)_{\text{з}}}. \tag{9.78}$$

д. Подобие гравитационных сил при центробежном ускорении (центрифуга)

В том случае, когда гравитационные силы, действующие в залежи $(Hg\Delta\rho)_{\text{з}}$, моделируются при условии равенства $\Delta\rho_{\text{м}}$, но при меньших значениях $H_{\text{м}}$, необходимо при моделировании увеличить ускорение (центробежное) до величины, удовлетворяющей уравнению (9.64).

Исходя из того, что гравитационные силы в залежи составляют

$$(G)_з = \left[\frac{1}{2}\Delta\rho g H\right]_з, \tag{9.79}$$

а капиллярные —

$$(P_к)_з = \left[\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}\,J(S_в)\right]_з \tag{9.80}$$

их соотношение равно

$$\left[\frac{G}{P_к}\right]_з = \frac{[1/2\,\Delta\rho\, gH]_з}{[\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}\,J(S_в)]_з}. \tag{9.81}$$

Применяя критерий подобия

$$\left[\frac{G}{P_к}\right]_м = \left[\frac{G}{P_к}\right]_з, \tag{9.81'}$$

комбинируя уравнение Кайта (9.61) с выражением $(G/P_к)_м$, получим

$$\omega = \left\{\left(\frac{3gH\Delta\rho}{\sigma}\right)_з \left[\frac{\sigma}{(3RH+H^2)\Delta\rho}\right]_м\right\}^{1/2}, \tag{9.82}$$

причем число оборотов ротора в минуту составит

$$N = \frac{60}{2\pi}\omega. \tag{9.83}$$

Как уже обсуждалось ранее, относительно большее влияние капиллярных или гравитационных сил на процесс вытеснения обусловлено с геометрическими размерами блоков: гравитационные силы играют преобладающую роль в залежах, сложенных высокими блоками или блоками, характеризующимися порами больших размеров, что эквивалентно малым величинам капиллярных давлений. В методе центрифугирования, разработанном Кайтом, невозможно проведение экспериментов на образцах больших размеров, но этот недостаток компенсируется увеличением ускорения свободного падения при использовании образцов малых размеров. Моделирование может осуществляться как путем проведения обычных экспериментов по капиллярной пропитке, так и с использованием метода центрифугирования. В обоих случаях возможно точное соблюдение законов подобия.

9.4.3.3. Примеры экспериментов, проведенных с учетом критериев подобия

а. Эксперименты Маттакса [4]

В опытах по вытеснению нефти при капиллярной пропитке, проведенных Маттаксом, блоки матрицы моделировались образцами естественных пород. Физические свойства образцов, используемых

Таблица 9.4

Параметры моделируемой залежи и модели [4]

Параметры	Символ	Модель	Залежь
Проницаемость, мкм^2	K	$1{,}9 \cdot 10^{-3}$	
Пористость, %	Φ	9,1	
Начальная водонасыщенность, %	$S_{в.нач}$	24,3	
Межфазное натяжение, Н/м	σ	$35 \cdot 10^{-3}$	
Форма блоков		Куб	Куб
Высота, м	H	0,0762	2,74
Вязкость воды, мПа·с	$\mu_в$	0,9	0,6
Вязкость нефти, мПа·с	$\mu_н$	2,7	1,8

для моделирования, и пород залежи (K, Φ, $S_{в.нач}$, σ) были одинаковыми, а форма блоков и свойства жидкостей отличались от пластовых (табл. 9.4). Соотношение времен вытеснения определялось из уравнения (9.71)

$$t_з = t_м \left(\frac{\sigma \sqrt{K/\Phi}}{\mu_в H^2} \right)_м \left(\frac{\mu_в H^2}{\sigma \sqrt{K/\Phi}} \right)_з,$$

или

$$t_з = t_м \frac{H_з^2}{H_м^2} \frac{\mu_{в.з}}{\mu_{в.м}} = t_м \left(\frac{7{,}508}{5{,}806 \cdot 10^{-3}} \right) \frac{0{,}6}{0{,}9},$$

$$t_з = 864\, t_м.$$

Соотношение скоростей вытеснения, исходя из уравнения (9.78), составляет

$$v_з = v_м \frac{H_м}{H_з} \frac{\mu_{в.м}}{\mu_{в.з}} = v_м \frac{0{,}0762}{2{,}74} \times \frac{0{,}9}{0{,}6};$$

$$v_з = v_м/61 \text{ (см/сут)},$$

Результаты, полученные в экспериментах при постоянной, но большей, чем критическая (см. рис. 9.38, *б*), скорости подъема ВНК, представлены на рис. 9.43 как функция времени $t_м$ и $t_з$. Результаты, достигаемые в лаборатории за время, измеряемое часами, соответствуют годам в пластовых условиях. ВНК через некоторое время благодаря постоянной скорости его перемещения достигал верхней грани блока, после чего вытеснение продолжалось, к этому моменту из блока вытеснялось 60% объема извлекаемой нефти. Конечный коэффициент вытеснения составлял 48,8% объема пор.

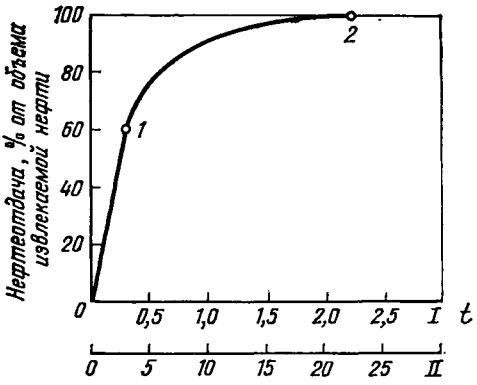


Рис. 9.43. Зависимость нефтеотдачи от времени для модели и моделируемой залежи при капиллярной пропитке (блок в форме куба, $K=1{,}9\cdot10^{-3}$ мкм^2).

Время вытеснения: *I* — из блоков матрицы в пластовых условиях, годы; *II* — из лабораторных образцов, сут. *1* — ВНК в трещине достигло верхней грани блока; *2* — завершение капиллярной пропитки

б. Эксперименты Кайта [7]

В экспериментах Кайта некоторые физические свойства образцов и изучаемой залежи совпадали: $K_м=K_з=350\cdot10^{-3}$ мкм^2; $\Phi_м=\Phi_з=20{,}3\%$; $\mu_н/\mu_в=6{,}5$; $\sigma_м=\sigma_з=21\cdot10^{-3}$ Н/м.

Различались следующие параметры: $\mu_{н.м}=5{,}85$ мПа·с, $\mu_{н.з}=1{,}95$ мПа·с, $\mu_{в.м}=0{,}9$ мПа·с, $\mu_{в.з}=0{,}3$ мПа·с; $\Delta\rho_м=0{,}18$ г/см^3; $\Delta\rho_з=0{,}166$ г/см^3.

Геометрические размеры блока в залежи составляли: $H_з=182$ см и $D=69{,}8$ см.

Использованные в опытах образцы характеризовались соответственно: 1) $H_{м1}=4{,}9$ см и $D_м=1{,}88$ см; 2) $H_{м2}=9{,}8$ см и $D_{м2}=3{,}76$ см. Радиус центрифугирования в первом случае составлял $R_1=14{,}5$, а во втором $R_2=11{,}7$ см.

Используя уравнение (9.83) для моделирования условий вытеснения из образцов (1) и (2), соответственно найдем

$$N_1=\frac{60}{2\pi}\left[\frac{3\times981\times182\times0{,}66}{21:981}\times\frac{21:981}{(3\times14{,}15+4{,}9^2)\times0{,}18}\right]^{1/2},$$

$$N_1=481 \text{ об/мин},$$

и аналогично $N_2=320$ об/мин.

Применяя упрощенное выражение (9.71), так как несовпадающими параметрами являются только t, $\mu_в$ и H, находим

$$\left[\frac{t}{\mu_в H^2}\right]_м=\left[\frac{t}{\mu_в H^2}\right]_з;$$

$$\frac{t_м}{t_з}=\frac{\mu_{в.м}}{\mu_{в.з}}\left[\frac{H_м}{H_з}\right]^2,$$

что для образца 1 составит

$$\left[\frac{t_м}{t_з}\right]_1=\frac{0{,}9}{0{,}3}\times\left(\frac{4{,}9}{182}\right)^2=\frac{1}{460}=0{,}00217,$$

$$t_з\approx115\,t_{м1}$$

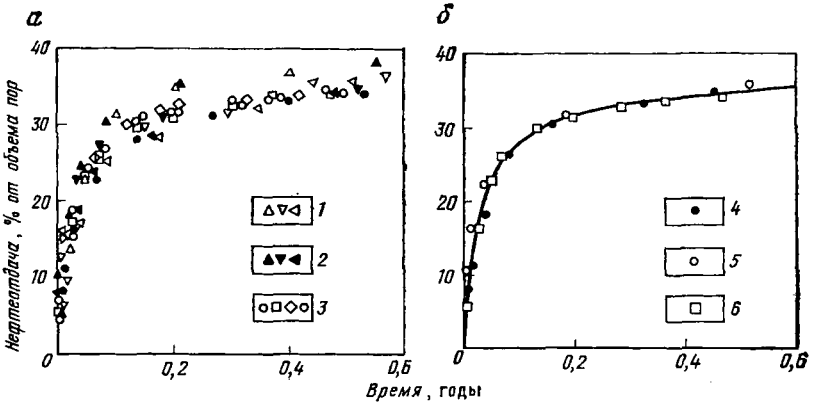


Рис. 9.44. Зависимость нефтеотдачи от времени в опытах по вытеснению с использованием центрифуги [7]:

а — экспериментальные результаты; *б* — усредненные результаты.
Высота образцов: *1* — 4,9 см, *2* — 4,9 см (повторение опытов), *3* — 9,8 см, *4* — 4,9 см (4 обр.), *5* — 4,9 см (3 обр., повторение опытов), *6* — 9,8 см (4 обр.)

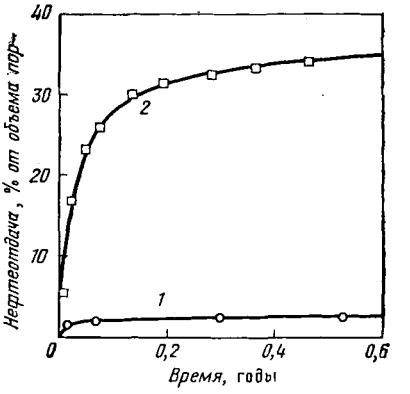


Рис. 9.45. Сравнение эффективности совокупного действия гравитационных и капиллярных сил и только капиллярных сил при вытеснении нефти из блоков матрицы трещиноватого пласта-коллектора [7]:

1 — капиллярная пропитка в отсутствие гравитации; *2* — опыты на центрифуге — действие гравитационных и капиллярных сил

а для образца 2

$$\left[\frac{t_м}{t_з}\right]_2 = \frac{0{,}9}{0{,}3}\left(\frac{9{,}8}{182}\right)^2 = \frac{1}{116} = 0{,}0087,$$

$$t_з \cong 460\, t_{м2}.$$

Результаты экспериментов, приведенных на рис. 9.44, *а*, где представлена зависимость нефтеотдачи от времени, получены для четырех различных образцов высотой 4,9 см, причем на трех образцах эксперименты были повторены. Кроме того, там же приведены результаты опытов, проведенных на четырех образцах высотой 9,8 см. Максимальные расхождения в результатах по нефтеотдаче составили 5% и были наибольшими для образцов малых размеров. Усредненные результаты приведены в виде графика на рис. 9.44, *б*.

Сравнение эффективностей гравитационно-капиллярного вытеснения и просто капиллярного вытеснения из блоков высотой 1,82 м приведено на рис. 9.45. Лабораторные опыты, выполненные с уче-

том критериев подобия, показывают, что эффективность гравитационных сил значительно превосходит эффективность капиллярных сил для блоков определенной высоты.

9.4.4. Критический обзор полученных результатов

Критерии подобия надежны только в том случае, когда соблюдаются основные допущения относительно однородности матрично-трещинной системы. Однако при существенной экстраполяции результатов экспериментальных работ следует соблюдать целый ряд предосторожностей.

9.4.4.1. Обсуждение вопросов, связанных с экспериментами по капиллярной пропитке

Основными факторами, влияющими на результаты экспериментов и ограничивающими их использование, являются однородность пород, тип пород и свойства жидкостей, а также условия проведения эксперимента.

а. Неоднородность пород

В пределах залежи неоднородность пород ограничивает применимость зависимости нефтеотдачи от времени, получаемой из экспериментов Маттакса [4] (рис. 9.46). Парсон [10] изучал влияние неоднородности в опытах по капиллярной пропитке на образцах разме-

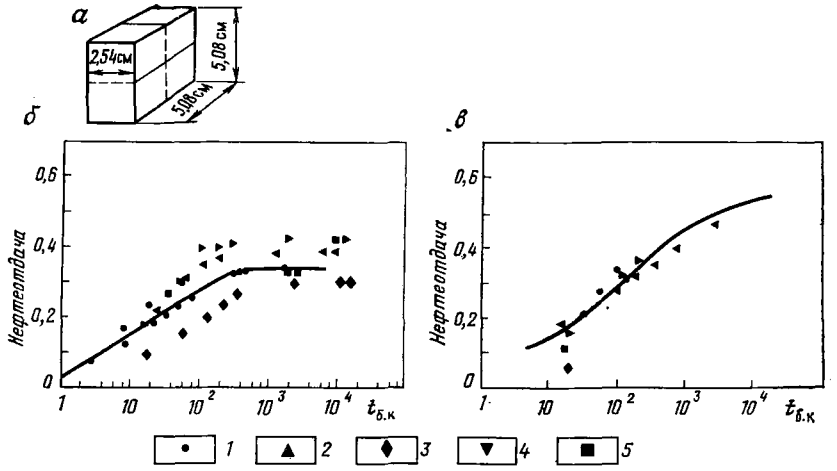


Рис. 9.46. Влияние неоднородности коллектора на зависимость нефтеотдачи от $t_{б.к}$ [10]:

а — форма образцов; результаты экспериментов: *б* — для неоднородных пород, *в* — для однородных пород.

1 — размеры образца 5,08×5,08×2,54 см; *2—5* — кубики соответственно № 1 — № 4 с ребром 2,54 см

ром 5,08×5,08×2,54 см (рис. 9.46, *а*), также исследуя зависимость нефтеотдачи от времени. Затем образец разрезали на четыре кубика, и опыты проводились на каждом из них. Результаты, полученные для образца 1, дали заметный разброс значений нефтеотдачи (рис. 9.46,*б*), в то время как результаты опытов на кусочках из образца 2 указывали на значительную однородность породы (рис. 9.46, *в*).

б. Литологические свойства

Опыты, проведенные при одинаковых условиях, могут дать разные результаты из-за различия минералогических характеристик пород [11]. Результаты экспериментов на различных литологических разностях (типы A_1 и A_2) схематически показаны на рис. 9.47, *а*. При разных значениях *CGR* расхождение результатов может целиком и полностью быть прямым следствием вариаций литологического состава (рис. 9.47, *б*).

Наблюдается существенное различие зависимостей нефтеотдачи от времени для разных литологических разностей при самопроизвольной капиллярной пропитке (см. рис. 9.47, *б*). Наблюдаемую

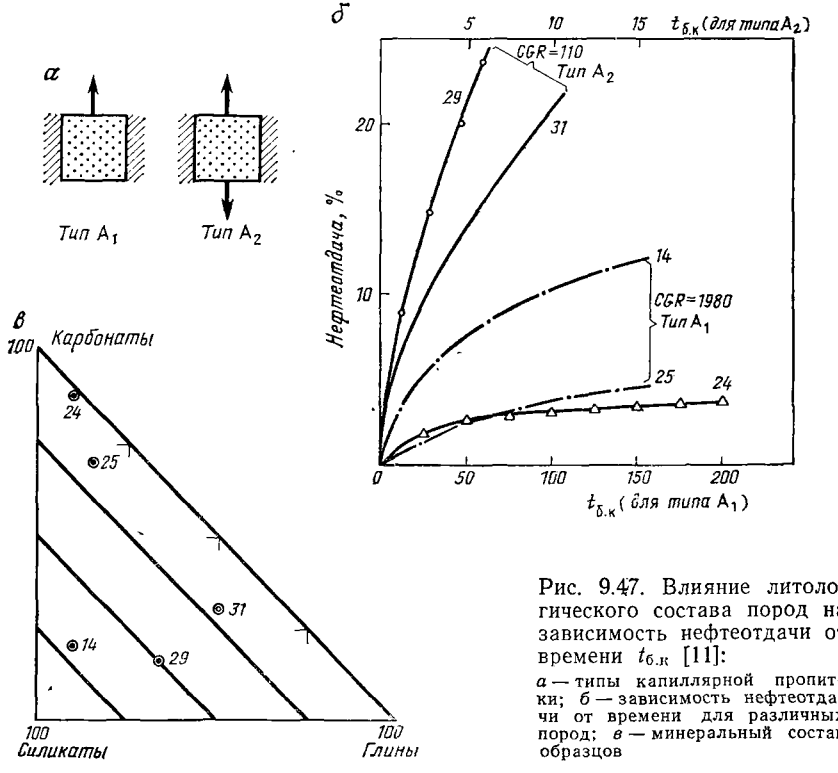


Рис. 9.47. Влияние литологического состава пород на зависимость нефтеотдачи от времени $t_{б.к}$ [11]:

а — типы капиллярной пропитки; *б* — зависимость нефтеотдачи от времени для различных пород; *в* — минеральный состав образцов

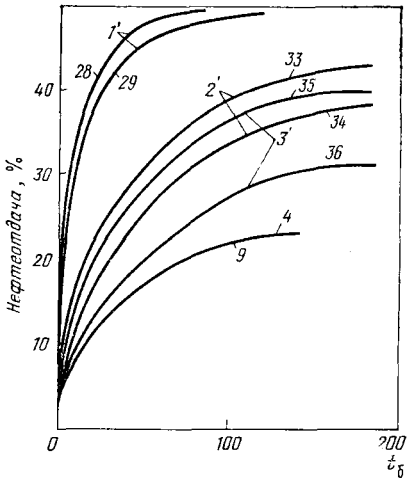


Рис. 9.48. Зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени $t_б$ для различных типов жидкостей и разных физических характеристик образцов [11] при капиллярной пропитке по типу A_2 (см. рис. 9.47):

1' — морская вода; *2'* — морская вода + ингибитор; *3'* — морская вода + ингибитор + оксид железа; *4'* — искусственная морская вода

№ образца	h, см	Φ, %	$S_{в.\,нач}$, %	K, $\cdot 10^3$ мкм^2	CGR
9	25	42	40	160	180
28	20	42	40	130	103
29	20	41	39	434	132
33	20	40	28	442	140
34	20	45	29	418	135
35	20	44	30	600	117
36	20	42	42	224	187

тенденцию можно объяснить тем, что возрастающая карбонатность пород определяет их более высокую гидрофобность и соответственно меньшую нефтеотдачу (обр. 24 и 25).

в. Природа жидкостей

Эксперименты, проведенные при одних и тех же условиях на подобных друг другу образцах, но с применением различных по свойствам жидкостей, показали, что кривые зависимости нефтеотдачи от времени существенно расходятся [11]. Результаты экспериментов (рис. 9.48) позволяют отметить значительные расхождения между опытами с обычной морской водой и морской водой с добавлением ингибиторов. При использовании искусственной морской воды получены непредсказуемые результаты. Резкое снижение нефтеотдачи в опытах с искусственной морской водой объясняется очень быстрым снижением межфазного натяжения на ее границе. Это свидетельствует о том, что в случае изменения межфазного натяжения с течением времени результаты лабораторных экспериментов становятся полностью непригодными для моделирования реальных процессов. Поэтому абсолютно необходимо добавить к критериям подобия отношение $\dfrac{(\sigma \cos\theta)_{t_б}}{(\sigma \cos\theta)_{t_б=0}}$, которое отражает изменение фактора $\sigma \cos\theta$ во времени.

г. Влияние положения поверхности блока, контактирующего с вытесняющейся жидкостью

Представляется необходимым сравнить между собой результаты процесса вытеснения при разном положении граней, поскольку это влияет на тип и направление процесса вытеснения. Достаточно

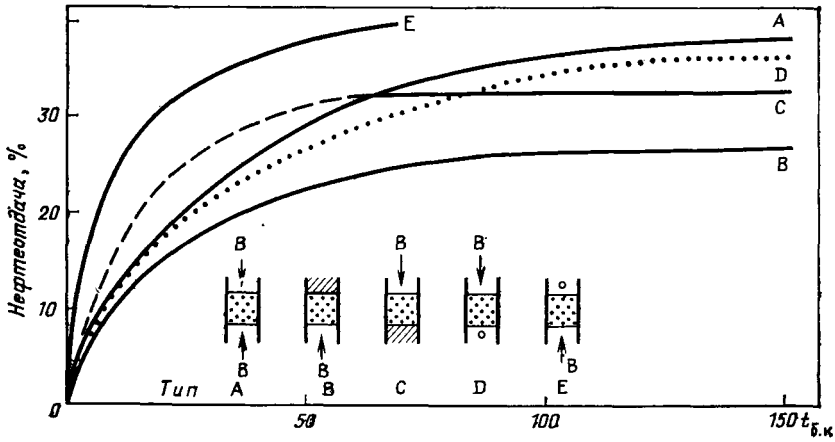


Рис. 9.49. Зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени $t_{б.к}$ для пяти различных положений плоскости ВНК при одном и том же значении капиллярно-гравитационного отношения $CGR=150$ [11]

большое число представительных случаев было исследовано Иффли (см .рис. 9.49). Образцы, боковые поверхности которых были герметизированы, в случаях *A*, *D* и *E* имели открытые верхний и нижний торцы, а в случаях *B* и *C* — только один торец. Несмотря на то что величина *CGR* поддерживалась во всех опытах на одинаковом уровне $CGR=150$, во всех пяти исследованных вариантах изменение нефтеотдачи во времени существенно отличалось из-за различного положения проницаемых поверхностей.

Из результатов экспериментов, представленных на рис. 9.49, следует:

в эксперименте *B* реализованы наиболее неблагоприятные условия, так как нефть вытеснялась противотоком и в направлении, обратном действию гравитационных сил;

в эксперименте *C* реализованы более благоприятные условия для вытеснения нефти, так как несмотря на противоточную капиллярную пропитку направление вытеснения совпадало с направлением действия гравитационных сил;

наиболее благоприятные условия реализованы в случае *E*, когда все силы (гравитационные и капиллярные) помогали вытеснению нефти;

лучшие результаты вытеснения получены в случае *A* (по сравнению с *D*) вследствие меньшей эффективности противоточного вытеснения даже при благоприятном направлении действия гравитационных сил по сравнению с прямоточно-противоточным капиллярным вытеснением (случай *A*).

д. Влияние вязкости

Влияние вязкости нефти на процесс вытеснения изучено на численных математических моделях [12] для пяти различных случаев ($\mu_н$=0,01; 1; 5; 30; 100 мПа·с) при постоянной вязкости воды, равной 1 мПа·с.

При противоточной капиллярной пропитке распределения насыщенности существенно отличались при различных вязкостях нефти. Причем было показано, что только при низких вязкостях нефтей реализуется фронт вытеснения. При высоких значениях вязкости выраженный фронт вытеснения отсутствует, а наблюдается постепенное увеличение водонасыщенности по длине модели (рис. 9.50).

Влияние вязкости нефти на скорость капиллярной пропитки отражено на рис. 9.51 для величин нефтеотдачи, бо́льших 6%, причем зависимость нефтеотдачи от времени приближенно описывает-

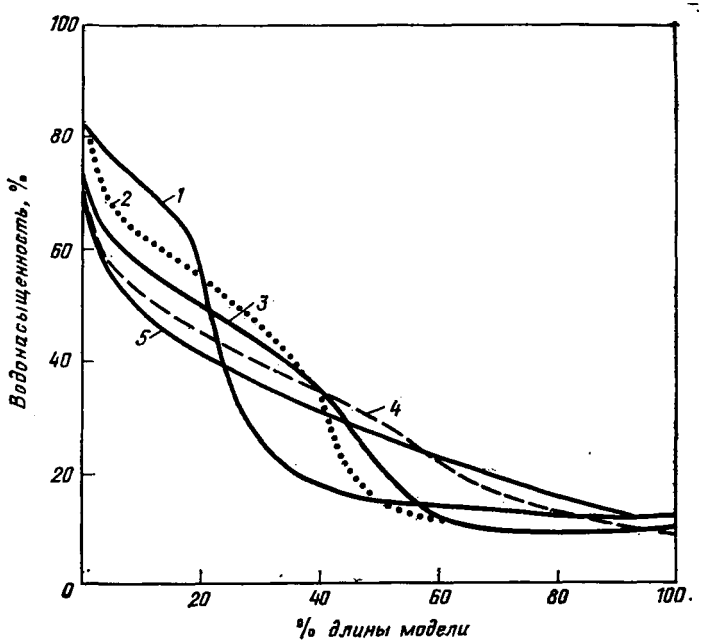


Рис. 9.50. Распределения насыщенности в различные моменты времени для нефтей разной вязкости [12]:

Кривая	μ, мПа · с	$N_д$, %	t, ч
1	0,01	21	1,0
2	1	22	3,5
3	5	22	6,6
4	30	23	19,8
5	100	22	36,8

$S_{в.нач}$=9,2%; L=50 см; A=7,92 см²; Ф=32,1%; $\mu_в$=1 мПа·с; K=0,2 мкм²

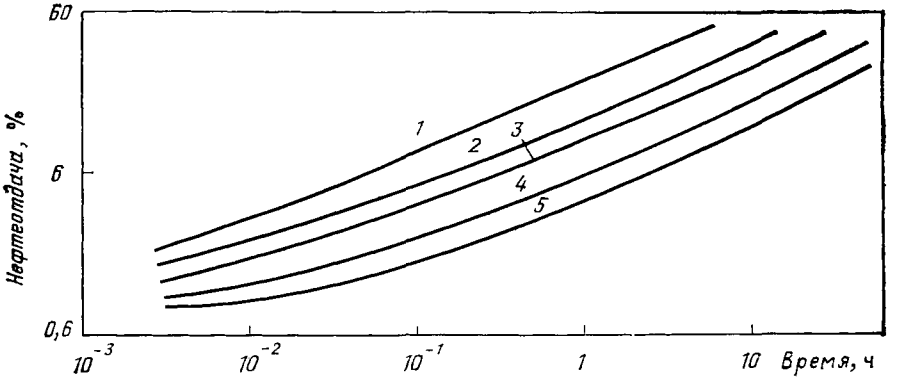


Рис. 9.51. Зависимость нефтеотдачи от времени капиллярной пропитки для нефтей различной вязкости.
Условные обозначения см. на рис. 9.50

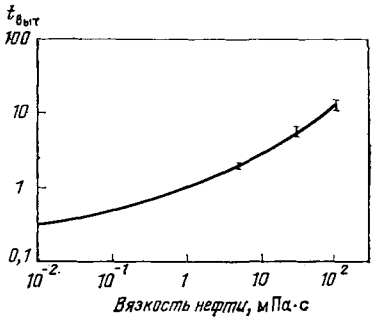


Рис. 9.52. Изменение безразмерного времени $t_{выт}$ (отношение времени вытеснения заданного объема нефти некоторой вязкости к времени вытеснения того же объема нефти вязкостью 1 мПа·с) в зависимости от вязкости нефти [12]

ся прямой линией в логарифмических координатах. При более низкой вязкости нефти за одно и то же время достигается более высокий коэффициент нефтеотдачи. Иное отношение приведено на рис. 9.52, где иллюстрируется зависимость величины относительного времени нефтеотдачи как функция вязкости. Под относительным временем нефтеотдачи понимается отношение ($t_{отн}$) нефтеотдачи на данный момент времени при данном значении $\mu_н$ к нефтеотдаче к этому же моменту времени при $\mu_н = 1$ мПа·с, которое показывает, насколько увеличивается время, необходимое для извлечения того же количества нефти при большей ее вязкости. Расчеты проводились для образца с площадью сечения $A = 7{,}92$ см^2, длиной $L = 50$ см, пористостью $\Phi = 32\%$, начальная водонасыщенность принималась равной 9,2% при неизменной вязкости воды $\mu_в = 1$ мПа·с.

е. Влияние характеристик пород

Как это следует из уравнения (9.16), капиллярное давление зависит от изменения пористости, проницаемости и распределения пор по размерам. Из результатов наблюдений известно, что относительная проницаемость и начальная водонасыщенность играют вто-

ростепенную роль в процессах пропитки, так что капиллярные силы при капиллярной пропитке в основном являются функцией величины $\sqrt{K/\Phi}$.

ж. Влияние подвижности $M=\pi_2$

В экспериментах Дю-Прея [3] было установлено, что при изменении подвижности $M=\pi_2$ от 0,025 до 0,9 зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени несколько изменяется.

в. Влияние капиллярно-гравитационного отношения $CGR=\pi_3$

Капиллярно-гравитационное отношение показывает, какая из двух сил преобладает в механизме вытеснения, т. е. какая сила оказы-

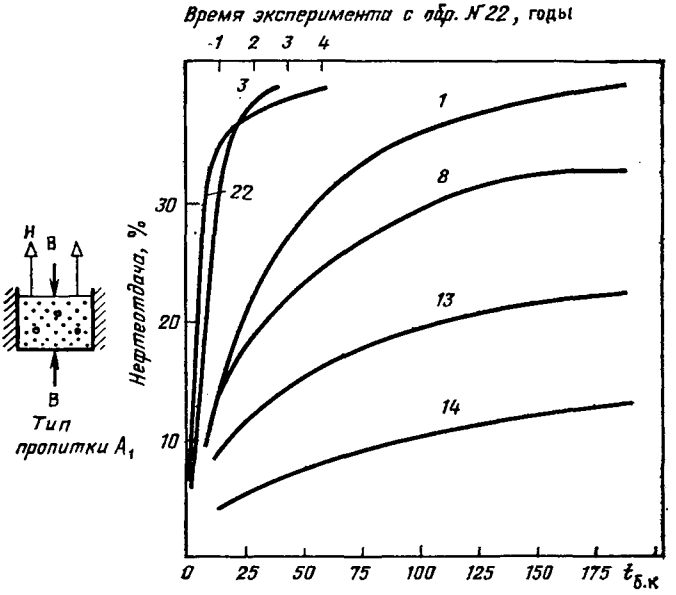


Рис. 9.53. Зависимость нефтеотдачи от $t_{б.к}$ для различных значений капиллярно-гравитационного отношения *CGR* [11].

№ образца	K, $\cdot 10^{-3}$ мкм²	Ф, %	*CGR*
1	680	38	138
3	830	39	57
8	123	40	200
13	410	40	510
14	28	40	980
22	230	27	23

вает наибольшее влияние на вид зависимости нефтеотдачи от времени.

Эксперименты были проведены Иффли [11] на образцах высотой от 5 до 200 см и проницаемостью от $10 \cdot 10^{-3}$ до 1 мкм^2 с применением реальных флюидов и пород примерно одного и того же минерального состава (силикаты $\approx 60\%$, глинистые $\approx 15\%$, карбонаты $\approx 25\%$). Вид эксперимента (обозначаемый индексом А.1) соответствовал прямоточно-противоточному вытеснению нефти через верхний торец модели. Изменяющаяся величина *CGR*

$$\pi_3 = CGR = \frac{\sigma f(\theta)\sqrt{K/\Phi}}{\Delta\rho g h} \tag{9.84}$$

составляла от 20 до 1000. Результаты экспериментов, приведенные на рис. 9.53, показывают со всей очевидностью, что нефтеотдача строго определяется величиной фактора *CGR* независимо от других условий эксперимента. Основной вывод из этих опытов заключается в том, что вытеснение нефти происходит тем быстрее, чем ниже значение CGR, что в свою очередь указывает на то, что возрастание гравитационных сил ведет к ускорению вытеснения.

Аналогичные эксперименты были выполнены на образцах, имевших форму параллелепипеда с одной проницаемой боковой поверхностью [9]. Результаты, представленные в виде зависимостей нефтеотдачи от $t_{б.к}$ и $t_{б.гр}$, имеющих одинаковый вид, приведены на рис. 9.53. Из них следует, что при меньших значениях *CGR*, что отвечает возрастанию роли гравитационных сил в процессе вытеснения, отмечается более быстрое извлечение нефти.

9.4.4.2. Обсуждение процессов гравитационно-капиллярного вытеснения при их моделировании на центрифуге

Эксперименты Кайта [7] с учетом критериев подобия по оценке нефтеотдачи при действии гравитационных сил представляют собой быстрый и относительно точный метод. Поэтому их широко используют при подготовке данных для проектирования разработки.

Как упоминалось ранее, если в процессах капиллярной пропитки для учета влияния капиллярных сил использовать численный метод Блэйра [12], необходимо точно знать зависимости капиллярного давления и относительных проницаемостей от насыщенности. Метод центрифугирования не требует знания этих функций, во всяком случае в тех экспериментах, в которых используются представительные образцы.

Кайт замечает, что функции относительных проницаемостей очень часто экспериментально определяются при высоких скоростях фильтрации, при которых капиллярные и гравитационные градиенты давления пренебрежимо малы по сравнению с градиентами фильтрации. И если данные таких экспериментов затем используются в численных расчетах работы реальной залежи, то по-

лученные результаты будут сильно отличаться от действительных показателей разработки.

Помимо этого положительной стороной экспериментов на центрифуге является то, что концевые эффекты могут быть значительно лучше смоделированы на центрифуге, чем при использовании численных моделей, в которых в качестве граничных насыщенностей блоков могут быть приняты сомнительные величины.

а. Влияние капиллярно-гравитационного отношения ($CGR = \pi_3$)

Значение гравитационных сил было выявлено в экспериментах Маттакса (см. рис. 9.45), в которых было показано, что для блоков матрицы высотой 1,82 м гравитационные силы оказывают в 12 раз более эффективное влияние на процесс вытеснения, чем капиллярные.

В экспериментах, проведенных Дю-Преем [9], сравнивались обычная капиллярная пропитка и центрифугирование для различных величин CGR.

Непосредственное влияние на вид зависимости нефтеотдачи от времени оказывает величина CGR. Причем анализ результатов показывает, что их можно упорядочить с учетом безразмерного «капиллярного» времени $t_{б.к}$ или безразмерного «гравитационного» времени $t_{б.гр}$.

По отношению к безразмерному времени $t_{б.к}$ одна и та же величина нефтеотдачи достигается быстрее при снижении CGR, т. е. в тех случаях, когда роль гравитационных сил в процессе вытеснения увеличивается (рис. 9.54, *а*), но при этом результирующие кривые для разных значений CGR расположены дисперсно.

На зависимость нефтеотдачи от CGR фактор $t_{б.гр}$ оказывает аналогичное влияние: одна и та же величина нефтеотдачи достигается быстрее при возрастании гравитационных сил, но результирующие кривые располагаются значительно ближе одна к другой (рис. 9.54, *б*).

В силу дисперсии кривых «нефтеотдача — время» в билогарифмических координатах Дю-Прей предложил анализировать результаты экспериментов как функцию среднего времени вытеснения. Среднее время вытеснения равно безразмерному времени, при котором нефтеотдача составляет 50% (см. рис. 9.54). Это время обозначается $t_{б0,5R}$.

Изучение зависимости CGR при вариациях $t_{б0,5R}$ в интервале от 1 до 10 показало, что в билогарифмических координатах между ними существует линейная связь. Причем наклон прямых CGR зависит от того, изображаются ли они как функции $t_{б.к}$ или как функции $t_{б.гр}$.

Из рис. 9.55 видно, что линия зависимости CGR от $t_{б0,5R}$ идет круче в случае преобладания гравитационных сил, чем в случае преобладания капиллярных.

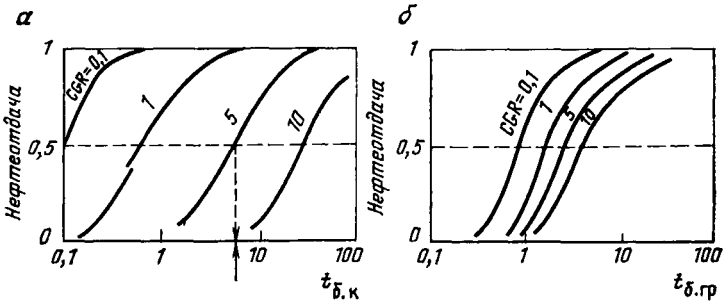


Рис. 9.54. Зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени $t_{б.к}$ (*а*) и $t_{б.гр}$ (*б*) [9]

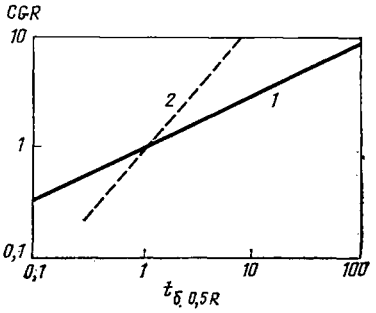


Рис. 9.55. Связь безразмерного времени $t_{б\ 0,5R}$ и капиллярно-гравитационного отношения CGR для случаев капиллярной пропитки (*1*) и гравитационного вытеснения (*2*) [9]

б. Влияние геометрических размеров блока (высоты и диаметра)

Влияние различной высоты блоков на среднее время вытеснения после получения результатов лабораторных исследований с учетом

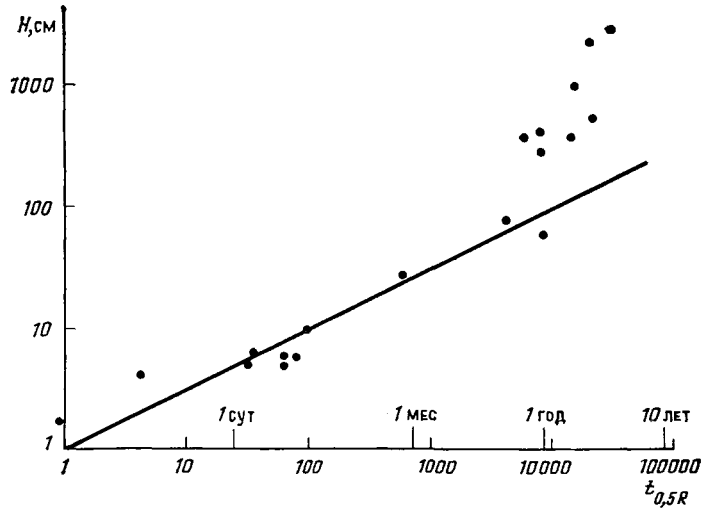


Рис. 9.56. Изменение среднего времени вытеснения $t_{0,5R}$ в зависимости от высоты блоков H, наблюдавшееся в экспериментах Дю-Прея [9]

критериев подобия было перенесено в натурные условия. Полученные из зависимости нефтеотдачи от безразмерного времени размерные величины среднего времени вытеснения ($t_{0,5R}$) были исследованы как функции высоты блоков (рис. 9.56) с учетом того, что эксперименты Дю-Прея выявили линейную зависимость исследуемых величин в билогарифмических координатах. Нарушение линейной зависимости наблюдается для блоков, высота которых превосходит 1 м. Это соответствует тому, что для блоков высотой меньше 1 м, $t_{0,5R}$ пропорционально H^2. Прямая пропорциональность при высотах блоков $H>1$ м может быть нарушена в результате методических трудностей при проведении экспериментов на центрифуге при высоких значениях центробежного ускорения $a>10g$.

В экспериментальных работах Дю-Прея при постоянстве CGR было обнаружено более быстрое вытеснение нефти из блоков большого диаметра. Но результаты этих экспериментов не могут рассматриваться в качестве окончательных, и для выводов требуются дальнейшие исследования.

9.4.5. Замечания и выводы

а. Получена удовлетворительная корреляция между теоретическим анализом и экспериментальными исследованиями процессов капиллярной пропитки.

б. Процессы вытеснения в малых блоках в основном определяются капиллярными силами, а в больших (высоких) блоках — гравитационными силами.

в. Если в процессе вытеснения преобладают капиллярные силы, то время вытеснения пропорционально квадратному корню из высоты блока, при преобладании же гравитационных сил время вытеснения пропорционально высоте блока.

г. Зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени $t_{б.к}$ и $t_{б.гр}$, полученная в экспериментах, так же оказалась очень близкой к результатам теоретических исследований. Естественно, что результаты этих исследований оказываются менее коррелируемыми при использовании неоднородных по литологическим свойствам образцов и в том случае, когда свойства жидкостей оказывают влияние на результаты экспериментов при взаимодействии с пористой средой модели.

д. Моделирование блоков большой высоты путем использования метода центрифугирования оказалось очень быстрым и надежным методом, но, однако, при высоких частотах вращения ротора надежность результатов моделирования неудовлетворительна.

е. Значительный шаг в направлении надежного прогнозирования нефтеотдачи из единичного блока матрицы удалось сделать благодаря результатам, полученным на основе моделирования капиллярной пропитки как обычным методом, так и методом центрифугирования.

ж. Критическое отношение к физическому моделированию и замена его численными методами на первом этапе казалась логичной. Однако невозможность учета в численных методах реального вида функций относительных проницаемостей привела к тому, что в очень редких случаях удавалось получать надежные результаты при одновременном проявлении гравитационных и капиллярных сил.

з. Сложность явлений, которые составляют процессы капиллярной пропитки, заставляет предполагать, что использование обеих процедур: экспериментальной (с учетом критериев подобия) и численной — в дальнейшем может привести к созданию более общей теории.

9.5. Другие аспекты механизма вытеснения нефти из единичного блока

9.5.1. Дренирование

Дренирование нефти из блока за счет сил гравитации наблюдается в тех случаях, когда расширяется газовая шапка, т. е. в случаях, обсуждавшихся в разделах 9.2.3 и 9.3.3. Характеристики процесса дренирования единичного блока можно рассчитать, когда известны размеры блока и свойства жидкостей.

Очень важным представляется сопоставление высоты блока $H_{бл}$ с высотой капиллярного подъема $H_к$ и высотой прорыва $H_{пр}$, которые определяются по кривой капиллярного давления.

В низкопроницаемых блоках небольшой высоты в силу того, что высота капиллярного поднятия больше высоты самого блока, вся нефть должна быть удержана в блоке (см. рис. 9.17, 9.18). Тогда же, когда высота блока больше, чем высота капиллярного поднятия, конечная нефтеотдача будет получена к моменту наступления равновесия между гравитационными и капиллярными силами. При этом нефть вытесняется из зоны, заключенной между нижней гранью блока и уровнем, соответствующим высоте капиллярного поднятия, т. е. из зоны капиллярного поднятия (см. рис. 9.15 и 9.16). Следовательно, только из блоков очень высокой проницаемости, характеризующихся низкими капиллярными давлениями, или из очень высоких блоков может быть получено существенное количество нефти. Таким образом, высота блока и характерное капиллярное давление — наиболее важные параметры с точки зрения эффективности разработки.

Численное моделирование процесса выполнено Саиди [16] для блоков высотой $H_{бл}=3$ м, $\Delta\rho=0{,}6$ г/см^3, $\mu_н=1$ мПа·с, $(K_н)S_{в.нач}=1{,}26\cdot10^{-3}$ мкм^2, $\Phi(1-S_{в.нач})=0{,}083$ и $K_{он}=(S_н)^7$ [7].

Нефтеотдача очень быстро возрастает до $R\infty$, особенно для низких значений конечной нефтеотдачи (сравните кривые для $R\infty=30\%$ и $R\infty=50\%$ от объема извлекаемой нефти). Результаты моделирования приведены на рис. 9.57.

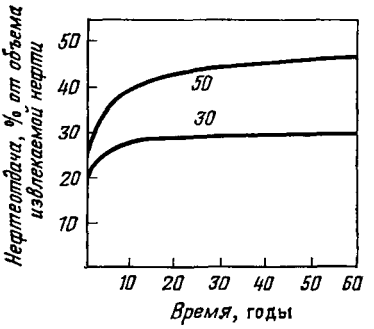


Рис. 9.57. Зависимость нефтеотдачи от времени при вытеснении нефти газом газовой шапки [16]. Шифр кривых — конечная нефтеотдача

Гравитационное дренирование можно изучать с использованием методов центрифугирования, при этом целый ряд условий должен быть принят во внимание. Так, максимальный гравитационный потенциал будет реализован в верхней, а не в нижней части образца, а это требует использования специальных кернодержателей, позволяющих исследовать образцы, окруженные газом.

9.5.2. Добыча при нагнетании воды

Вопросы, связанные с нагнетанием воды, изучались целым рядом исследователей [9, 13, 14, 15]. И во всех работах, как теоретических, так и экспериментальных, ставилась цель оценить зависимость нефтеотдачи от времени и доли воды в потоке в зависимости от накопленного объема закачки. Исследовалось влияние на процесс различных параметров, таких как отношение проницаемостей трещин и матрицы, действующих градиентов давления и т. п.

9.5.2.1. Модель Грэхэма [13]

Лабораторная модель была выполнена в виде блока трещиноватого песчаника (рис. 9.58), имеющего форму прямоугольного равнобедренного треугольника со стороной 31 см и толщиной 3,8 см. Таким образом, модель составляла 1/4 площадного элемента. Нагнетательная и продуктивная «скважины» располагались в вершинах острых углов.

Эксперименты, проведенные на этой модели, показали следующее.

а. При трех различных дебитах нагнетания воды, составлявших соответственно 1,15; 3,6 и 6,31 $см^3/с$, для получения одного и того же количества нефти на выходе требуется закачка тем большего количества воды, чем выше дебит ее нагнетания (рис. 9.59, *а*).

б. Аналогичные результаты получены и для различных градиентов давления.

На графике зависимости нефтеотдачи в % порового объема от объема нагнетаемой воды, также выраженного в % объема пор, наивысшая нефтеотдача получается при низких градиентах давления на момент закачки одного и того же количества воды. В полулогарифмических координатах зависимость нефтеотдачи от $v_{нагн}$ изображается прямой линией (рис. 9.59, *б*).

Рис. 9.58. Модель Дж. Грэхэма [13]:

1 — микрометрические винты для регулирования ширины раскрытия трещин; *2* — блоки из сплавленных кварцевых зерен; *3* — трещина; *4* — вход жидкости; *5* — выход жидкости

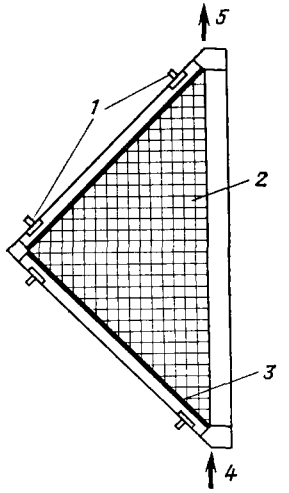
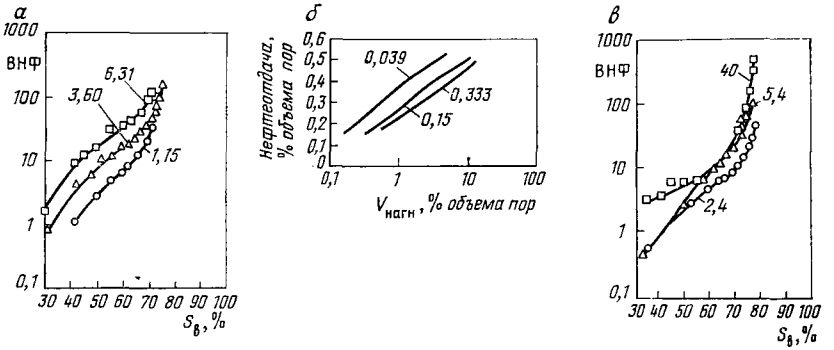


Рис. 9.59. Результаты экспериментов Дж. Грэхэма [13]:

а — зависимость водонефтяного фактора (ВНФ) от дебита нагнетания $Q_{нагн}$, см³/с (шифр кривых) при постоянной ширине раскрытия трещин (все опыты проведены при раскрытии трещин, равном 0,076 см, и среднем отношении $CR=K_{тр}/K_{м}=33$); *б* — зависимость нефтеотдачи от объема нагнетания $V_{нагн}$ при различных градиентах давления, МПа/1,54 м (шифр кривых) ($K=0{,}2\cdot10^{-3}$ мкм²; $Ф=12\%$; $CR=K_{тр}/K_{м}=33$); *в* — зависимость ВНФ от водонасыщенности $S_в$ при $Q_{нагн}=2{,}5$ см³/с и различных отношениях $CR=K_{тр}/K_{м}$ (шифр кривых)



в. Влияние порово-трещинной проводимости, выражаемое через отношение проницаемостей $K_{тр}/K_{м}$, исследовалось при разных величинах этого отношения. После достижения определенного коэффициента нефтеотдачи (увеличения текущей водонасыщенности) различия в величинах нефтеотдачи практически перестали наблюдаться (см. рис. 9.59, *в*). Изменение отношения $K_{тр}/K_{м}$ в 17 раз приводит к тому, что в начальной стадии вытеснения водонефтяной фактор возрастает в 3 раза при добыче одного и того же количества нефти.

9.5.2.2. Модель Клеппа [14]

Результаты экспериментов, полученные на физической модели, сравнивались с результатами численных экспериментов. В экспериментах использовались образцы цилиндрической формы, вырезанные из песчаника Береа, которые имели размеры: диаметр 10,16 см и высоту 10,16 см. В процессе экспериментов по вытесне-

нию нефти соленая вода закачивалась с постоянной скоростью в нижние части образцов.

Скорость нагнетания выражалась как безразмерный множитель гравитационной скорости (уравнение 9.12), который можно представить в следующем виде:

$$Q_{\text{нагн. б}} = \frac{Q_{\text{нагн}}}{Q_{\text{гр}}} = \frac{Q_{\text{нагн}}}{\Delta \dfrac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}}} \Delta\gamma}. \qquad (9.85)$$

Были проведены эксперименты при трех значениях $Q_{\text{нагн.б}}$, равных 0,05; 0,5 и 5. Отмечено, что, когда величина $Q_{\text{нагн.б}}$ очень мала, характер процесса похож на вытеснение при одновременном проявлении капиллярных и гравитационных сил, а когда $Q_{\text{нагн.б}}$ велико, характер процесса вытеснения определяется градиентом давления нагнетания.

Особое внимание уделялось отношению проводимостей, которое выражает отношение вертикальных составляющих порово-трещинной проницаемости:

$$CR = (K_{\text{тр}}/K_{\text{м}})_{\text{верт}}. \qquad (9.86)$$

Для исследований были выбраны отношения 10, 1 и 0,1, которые создавались путем изменения раскрытости трещин при постоянной

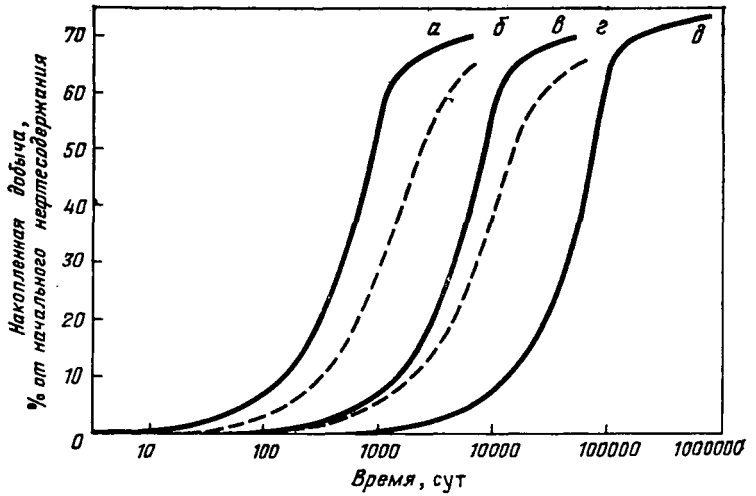


Рис. 9.60. Зависимость накопленной добычи от времени для разных $Q_{\text{нагн.отн}}$ и различных отношений $CR = K_{\text{тр}}/K_{\text{м}}$ [14]:

CR	$Q_{\text{нагн. отн}}$		
	5	0,5	0, 5
10	*а*	*б*	*г*
1	*б*	*в*	*г*
0,1	*г*	*г*	*г*

проницаемости матрицы. Полученные результаты приведены на графиках.

а. Накопленная добыча как функция времени представлена на рис. 9.60 в виде классических кривых, имеющих S-образную форму. Причем на некоторый заданный момент времени бóльшая накопленная добыча получается при бóльших скоростях (дебитах) закачки (сравните кривые *а*, *в* и *д* для постоянного $CR=10$ и $Q_{\text{нагн.б}}=5$, 0,5 и 0,005 соответственно). Для получения одной и той же накопленной добычи при постоянной безразмерной скорости нагнетания $Q_{\text{нагн.б}}=5$ требуется больше времени при уменьшении отношения проводимостей трещин и матрицы (сравните кривые *а*, *б* и *в* на рис. 9.60 для $CR=10\div1$ и 0,1 соответственно).

При очень низких значениях параметра $Q_{\text{нагн.б}}$ характеристика процесса становится подобной характеристике капиллярно-гравитационного вытеснения из классических пористых сред (кривая *д*).

б. Сопоставление водонефтяного фактора с величиной накопленной закачки воды показывает, что при высоких значениях величин CR и $Q_{\text{нагн.б}}$ возникает существенный риск раннего обводнения продукции. Это означает, что при малых значениях CR и

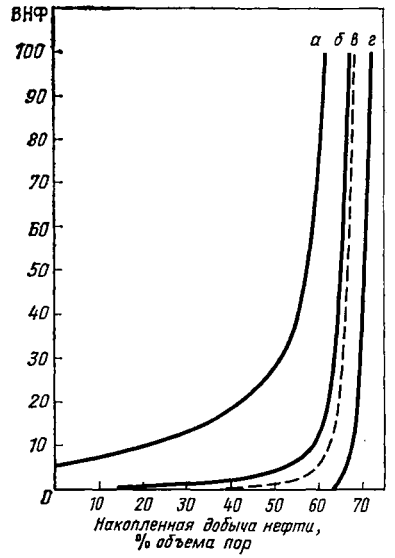


Рис. 9.61. Зависимость ВНФ от накопленной добычи при различных $Q_{\text{нагн.отн}}$ и $CR=K_{\text{тр}}/K_{\text{м}}$ [14]:

CR	$Q_{\text{нагн. отн}}$		
	5	0,5	0,05
10	*а*	*б*	*г*
1	*б*	*в*	*г*
0,1	*г*	*г*	*г*

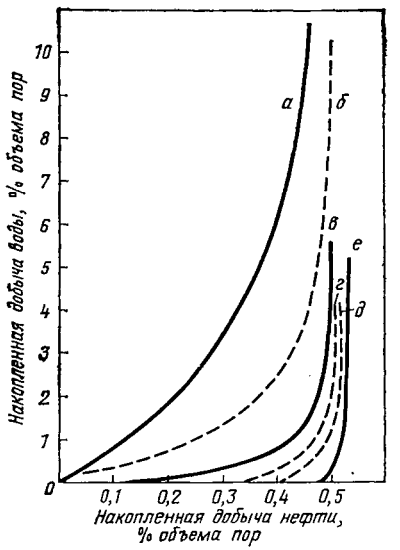


Рис. 9.62. Связь накопленной добычи воды и нефти при различных значениях $Q_{\text{нагн.отн}}$ и $CR=K_{\text{тр}}/K_{\text{м}}$ [14]:

CR	$Q_{\text{нагн. отн}}$		
	5	0,5	0,05
10	*а*	*в*	*г*
1	*б*	*в*	*г*
0,1	*г*		*г*

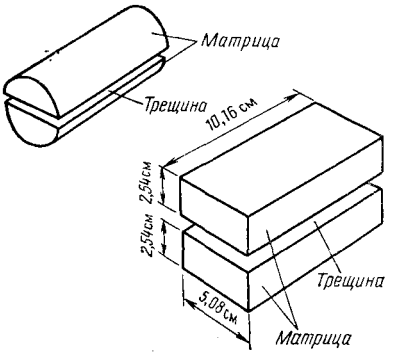


Рис. 9.63. Цилиндрическая и прямоугольная модели, использованные Х. Каземи [15] в экспериментах

$Q_{\text{нагн.б}}$ возможно извлечение до 60% нефти к моменту прорыва воды (рис. 9.61). Кроме того, при малых CR ($CR=0{,}05$) независимо от величины CR или при низких его значениях ($CR=0{,}1$) независимо от величины $Q_{\text{нагн.б}}$ результаты процесса вытеснения также оказываются лучшими (кривая *е* на рис. 9.62).

в. Зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи нефти подтверждает, что невысокие значения $Q_{\text{нагн.б}}$ и CR приводят к бóльшим значениям нефтеотдачи за счет увеличения периода безводной добычи (рис. 9.62).

9.5.2.3. Модель Каземи [15]

Экспериментальные исследования, проведенные Каземи [15] на моделях с искусственными трещинами, были выполнены на разрезанных цилиндрических образцах и прямоугольных блоках, имеющих горизонтально простирающуюся трещину (рис. 9.63). Размеры цилиндрических образцов составляли: 7,62 см в длину и 2,54 см по диаметру. Прямоугольные образцы имели размеры: 10,16 см в длину с квадратным (5,08×5,08 см) или прямоугольным (5,08××2,54 см) сечением. Образцы полностью насыщались нефтью, соленой или пресной водой. Опыты проводились при низких и высоких скоростях перемещения воды в трещинах, и при этом были сделаны следующие наблюдения:

а) при низких скоростях перемещения фронта воды в трещинах (0,308 м/сут) превалируют капиллярные силы, и фронт вытеснения перемещается в блоках матрицы быстрее, чем фронт вытеснения в трещинах;

б) при высоких скоростях продвижения фронта воды в трещинах (1,54 м/сут) и низком капиллярном давлении прорыв воды наблюдается в трещиноватых породах значительно раньше, чем в породах, не имеющих трещин;

в) нефтеотдача за счет капиллярной пропитки очень тесно связана с нефтеотдачей при заводнении;

г) только в тех случаях при продвижении воды по трещинам, когда блоки на 100% насыщены нефтью, наблюдалась некоторая задержка впитывания, проходившего достаточно эффективно. Ничего подобного не отмечалось в тех случаях, когда блоки матрицы характеризовались некоторой начальной водонасыщенностью.

9.6. Теория нефтеизвлечения из единичного блока

В предыдущих разделах рассматривались процессы извлечения нефти из единичных блоков, причем особое внимание обращалось на физические аспекты вытеснения нефтей при капиллярной пропитке, т. е. при вытеснении нефти водой, или при дренировании, т. е. при вытеснении нефти газом.

Единичный блок при этом рассматривался как однородный, и поэтому весь процесс вытеснения описывался уравнениями, пригодными для описания процессов фильтрации в однородных породах.

В действительности задача значительно более сложная, так как в трещиноватых породах-коллекторах блоки матрицы могут обмениваться жидкостями только через прилегающие к ним трещины. Таким образом, вдоль направления вытеснения вытесняющий агент стремится перемещаться по трещинам с бóльшей скоростью, чем по блокам, благодаря высокой неоднородности, создаваемой наличием сети трещин. С другой стороны, непрерывное проникновение вытесняющей жидкости из трещины в блоки приводит к снижению разницы в скоростях движения вытесняющего агента в обеих средах: трещинах и пористых блоках.

Взаимная обусловленность процессов вытеснения нефти из блоков и трещин требует нового подхода к трактовке вопросов, связанных с вытеснением нефти из блоков матрицы в трещиноватых породах-коллекторах. Этот подход основан на рассмотрении трещиноватых пород-коллекторов как целого. Так, аналитическое исследование трещиноватых пород-коллекторов основано на континуальном подходе («вложении» друг в друга сред с различной пустотностью) в формулировке Баренблатта [18]. В численных моделях, тем не менее, возможно представление трещиноватого коллектора в дискретном виде, т. е. в виде отдельных трещин и блоков матрицы. В этом разделе рассматривается только континуальное приближение, в то время как численные методы включены в следующую главу.

9.6.1. Континуальное приближение Баренблатта [18] для случая совместного течения несмешивающихся жидкостей в трещиноватых породах-коллекторах

Континуальное приближение для случая однофазных течений в трещиноватых породах-коллекторах (см. гл. 7) обобщено на случай двухфазных течений несмешивающихся жидкостей. Уравнения фильтрации выписываются для течения каждой фазы через составную среду трещиноватого резервуара — трещины и пористые блоки; переток вытесняющей жидкости из трещин в блоки и истечение вытесняемой жидкости из блоков в трещины описывается чле-

нами источник — сток в уравнениях сохранения массы в соответствии с законом, определяющим вытеснение флюида из блока, т. е. функцией капиллярной пропитки.

9.6.1.1. Вытеснение нефти газом

Уравнения течения при вытеснении нефти газом из трещиноватого коллектора сформулированы Баренблаттом. Уравнения неразрывности для нефти (индекс н) в блоках (индекс 1) и трещинах (индекс 2) записываются следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\Phi_1 \rho_н (P_1) S_{н1}\right] + \operatorname{div}\left[\rho_н (P_1) \left[\vec{u}_{н1}\right]\right] + u^*_н = 0, \tag{9.87}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\Phi_1 \rho_н (P_2) S_{н2}\right] + \operatorname{div}\left[\rho_н (P_2) \vec{u}_{н2}\right] + u^*_н = 0. \tag{9.88}$$

Уравнения неразрывности для газа (индекс г) в блоках и трещинах записываются так:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\Phi_1 \rho_г (P_1) S_{г1} + \Phi_1 \rho_н (P_1) R (P_1) S_{н1}\right] +$$

$$+ \operatorname{div}\left[\rho_г (P_1) \vec{u}_{г1}\right] + u^*_г = 0, \tag{9.89}$$

$$\operatorname{div}\left[\rho_г (P_2) \vec{u}_{г2}\right] - u^*_г + \frac{\partial}{\partial t}\left[\Phi_2 \rho_г (P_2) S_{г2} + \Phi_2 \rho_н (P_2) R (P_2) S_{н2}\right] = 0, \tag{9.90}$$

где R — растворимость газа; u^* — функция, определяющая обмен жидкостями между двумя средами, которую Баренблатт предложил записывать в следующем виде:

$$u^*_н = \frac{s K_1 K_{о1} (S_н)}{\mu_н}\left[\int_0^{P_1} \rho_н (P_1)\, dP_1 - \int_0^{P_2} \rho_н (P_2)\, dP_2\right]; \tag{9.91}$$

$$u^*_г = \frac{s K_1 K_{о1} (S_н)}{\mu_н}\left[\int_0^{P_1} \rho_н (P_1)\, dP_1 - \int_0^{P_2} \rho_н (P_2)\, dP_2\right] -$$

$$- \frac{s K_1 K_{о1} (S_г)}{\mu_г}\left[\int_0^{P_1} \rho_г (P_1)\, dP_1 - \int_0^{P_2} \rho_г (P_2)\, dP_2\right], \tag{9.92}$$

где s аналогично коэффициенту уравнения (9.90). Решения этих уравнений неизвестны.

9.6.1.2. Вытеснение нефти водой

Боксерман, Желтов и Кочешков [6] представили уравнения сохранения массы воды и нефти в трещинах следующим образом:

$$\Phi_1 \frac{\partial S_{в2}}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{u}_{в2} + u_в = 0; \tag{9.93}$$

$$- \Phi_1 \frac{\partial S_{н2}}{\partial t} + \operatorname{div} u_{н2} + u^*_н = 0, \tag{9.94}$$

где $u_в$ и $u_н$ — соответственно скорости воды и нефти из уравнений Дарси:

$$\vec{u}_{в1} = - \frac{K_2 K_{о.в2}(S_{в2})}{\mu_в} \operatorname{grad} \psi; \tag{9.95}$$

$$\vec{u}_{н2} = \frac{K_2 K_{о.н2}(S_{н2})}{\mu_н} \operatorname{grad} \psi. \tag{9.96}$$

Поскольку объем трещин очень мал, допускается, что определенный объем воды, входящей в трещины, проникает вследствие капиллярной пропитки в блоки. При допущении несжимаемости жидкости объем воды, впитываемой блоками, равен объему извлекаемой из трещин нефти и, следовательно, $u^*_н = -u^*_н = |u^*|$. Это предполагает определение необходимых функций на основе экспериментальных исследований. Определив границу поверхности, ограничивающей объем $V(t^*)$ впитываемой воды, через $S(x_1, x_2, x_3, t)$ можно получить значения искомой функции $t^*(x_1, x_2, x_3)$ из следующего интегрального уравнения, описывающего баланс воды в трещиноватом коллекторе:

$$\int u^*_в [t - t^*(x_1, x_2, x_3)] dV = q(t). \tag{9.97}$$

Функция переноса, предложенная Боксерманом и др. [6], имеет следующий вид:

$$u''(t) = \frac{A}{2} \Phi_1 S_1 \frac{s\sigma \cos\theta \sqrt{K_1/\Phi_1}}{\mu_н} \left(t \frac{s^2 \cos\theta \sqrt{K/\Phi}}{\mu_н} \right)^{-\frac{1}{2}}, \tag{9.98}$$

где A — постоянный коэффициент.

Боксерман с сотрудниками [6] дал решение для одномерного вытеснения нефти водой. В этом случае задача сводится к решению интегрального и дифференциального уравнений:

$$\int_0^{x_б (t^* = t_б)} u^* [t_б - t^*(x_б)] dx_б = q(t_б); \tag{9.99}$$

$$- q(t_б) F'(S_в) \frac{\partial S_в}{\partial x} + \frac{\Phi_1 \sigma \cos\theta \sqrt{K_1/\Phi_1}}{\mu_н} \frac{\partial S_в}{\partial t_б} +$$

$$+ u^* [t_б - t^*(x_б)] = 0. \tag{9.100}$$

где

$$
\begin{aligned}
&X_б = X/L;\\
&t_б = t\sigma\cos\theta\sqrt{K_1/\Phi_1}\,s^2/\mu_н;\\
&F(S_в) = K_{о.в}(S_в)/[K_{о.в}(S_в) + (\mu_в/\mu_н)K_{о.н}(S_в)];\\
&u^*(t_б) = (A/2)\,\Phi_2 S_в\,[\sigma\cos\theta s^2\sqrt{K_2/\Phi_2}\,s^2 t_б^{-0,5}/\mu_н],
\end{aligned}
\tag{9.101}
$$

где L — характерная длина, например средний размер блока.

Пропитка определенного объема блока происходит за время t, равное $t_{бi}$, удовлетворяющее следующему условию: $t_б - t^*(x) \leqslant t_{б\,i}$.

Решение уравнений (9.99) и (9.100) при постоянном расходе $q=\text{const}$ и начальных условиях $X_б=0$ при $t_б=0$ имеет вид:

$$
t^* = aX_б^2, \tag{9.102}
$$

где

$$
a = \left(\frac{\pi A}{4q}\,\frac{s^2\sigma\cos\theta\sqrt{K_2/\Phi_2}\,\Phi_2 S_в}{\mu_н}\right)^2. \tag{9.103}
$$

9.6.2. Теоретический подход Брестера

Брестер [19] рассматривал уравнения совместного течения воды и нефти в трещиноватых породах-коллекторах как функцию источника, описывающую вытеснение нефти из блоков матрицы за счет процессов капиллярной пропитки, гравитационного перераспределения и действия градиента давления в трещинах. Кроме того, модель допускала течение жидкостей через блоки без вытеснения, т. е. обмен одними и теми же жидкостями между блоками и трещинами, так же как в случае однофазного течения (см. рис. 4.51). Таким образом, течение возможно только на тех участках блоков, где величины насыщенности допускают наличие подвижных флюидов. Исходя из этой точки зрения, течение какой-либо из жидкостей в трещинах и блоках можно рассматривать как течение в модели, представленной системой трещин, параллельной системам блоков, насыщенным рассматриваемыми флюидами. Возрастание насыщенности блоков каким-либо из флюидов аналогично увеличению эффективной проницаемости трещин, т. е. эффективные проницаемости для каждой из жидкостей в трещиноватой системе эквивалентны средней проницаемости трещиноватого коллектора (системы трещин и блоков) и относительной проницаемости, зависящей от насыщенности пустот обоих типов: блоков и трещин.

Для системы параллельных трещин и блоков средняя проницаемость среды составит $K=(K_1B_1+K_2B_2)/(B_1+B_2)$, где K и B соответствуют проницаемости и толщинам рассматриваемых сред. Так как $B_2 \ll B_1$, $K \approx K_1 + K_2B_2/B_1$, в некоторых коллекторах, характеризующихся блоками большой протяженности, вклад блоков (K_2B_2/B_1) в суммарную проницаемость весьма значителен. Тем не менее для коллекторов, характеризующихся непренебрежимо ма-

лыми проницаемостями блоков матрицы, также пригодна приведенная модель.

Течение в таких моделях описывают следующие уравнения.

Течение жидкостей (воды и нефти) в трещинах подчиняется закону Дарси:

$$\vec{u}_{в} = \frac{KK_{о.в}(S_{в1},\ S_{в2})}{\mu_{в}} \left(\operatorname{grad} P_{в} - \rho_{в} - \rho_{в}\vec{g}\right); \tag{9.104}$$

$$\vec{u}_{н} = \frac{KK_{о.н}(S_{в1},\ S_{в2})}{\mu_{н}} \left(\operatorname{grad} P_{н} - \rho_{н}\vec{g}\right). \tag{9.105}$$

Уравнения сохранения массы жидкостей в трещинах (индекс 2) и блоках (индекс 1):

$$\begin{array}{l|l} \Phi_2 \partial S_{в2}/\partial t + \operatorname{div}\vec{u}_{в} - u^* = 0 & \Phi_1 \partial S_{в1}/\partial t + u^* = 0 \\ \Phi_2 \partial S_{в2}/\partial t + \operatorname{div}\vec{u}_{н} + u^* = 0 & \Phi_1 \partial S_{н1}/\partial t - u^* = 0 \\ S_{в2} + S_{н2} = 1 & S_{в1} + S_{н1} = 1 \end{array} \tag{9.106}$$

Рассматриваемой характеристической функцией является

$$u^* = \frac{K_1 s}{\mu_{в}} \left[-\frac{\partial P_{в}}{\partial s} + \frac{P_{к}}{L_1} - S_{в1} g \Delta\rho \right] F_1(S_{в1})\, F_2(S_{в2}). \tag{9.107}$$

где L_1 — характеристика длины блока; $F_1(S_{в1})$, $F_2(S_{в2})$ — соответственно функции насыщенности блоков и трещин.

Подставляя уравнения (9.104), (9.105) и (9.107) в уравнение (9.106), получим:

$$\begin{aligned} &\Phi_1 \partial S_{в}/\partial t + \operatorname{div}\left\{\left[\vec{u} - (KK_{о.н}/\mu_{н})\,(g\Delta\rho \operatorname{grad} Z + \right.\right. \\ &\qquad \left.\left. + \operatorname{grad} P_{к} Z_{в})\right]\right\} - u^*_{в} = 0; \\ &\Phi_1 \partial S_{в}/\partial t - u^* = 0, \end{aligned} \tag{9.108}$$

причем

$$\begin{aligned} &f_{в} = 1/(1 + K_{о.н}\mu_{в}/K_{о.в}\mu_{н}); \\ &\vec{u} = \vec{u}_{в} + \vec{u}_{н}; \\ &\Delta\rho = \rho_{в} - \rho_{н}. \end{aligned} \tag{9.109}$$

Решение уравнения (9.108) в случае одномерного горизонтального вытеснения при незначительной величине капиллярного давления в трещинах приведено в работе [19]. Для этого случая уравнение (9.108) можно переписать в следующем виде:

$$\begin{aligned} &\Phi_2 \frac{\partial S_{в2}}{\partial t} + u \frac{\partial f_{в}}{\partial S_{в2}} \frac{\partial S_{в2}}{\partial x} + u \frac{\partial f_{в}}{\partial S_{в1}} \frac{\partial S_{в1}}{\partial x} + u^* = 0; \\ &\Phi_1 \partial S_{в1}/\partial t - u^* = 0; \end{aligned} \tag{9.110}$$

$$u = u_в + u_н = K\left(\frac{K_{о.в}}{\mu_в} + \frac{K_{о.н}}{\mu_н}\right)\frac{\partial P}{dx} = -K\frac{K_{о.в}}{\mu_н}\frac{1}{f_в}\frac{\partial P}{\partial x}.$$

Уравнение (9.110) представляет собой квазилинейную систему гиперболических уравнений с неизвестными $S_{в1}$ и $S_{в2}$. Наиболее простым способом решения этой системы является метод характеристик.

Вид производных характеристик, вытекающий из уравнения (9.110):

$$m_\alpha = (dx/dt)_\alpha = \frac{u_н}{\Phi_2}\frac{\partial f_в}{\partial S_{в2}};$$
$$m_\beta = (dx/dt)_\beta = 0. \qquad (9.111)$$

В характеристических координатах уравнение (9.110) имеет вид:

$$\frac{\partial x}{\partial \alpha} - \frac{u}{\Phi_2}\left(\frac{\partial f_в}{\partial S_{в2}}\frac{\partial t}{\partial \alpha}\right) = 0;$$
$$\frac{\partial f_в}{\partial S_{в2}}\frac{\partial S_{в2}}{\partial \alpha} + \frac{\partial f_в}{\partial S_{в1}}\frac{\partial S_{в1}}{\partial \alpha} + \frac{u^*}{\mu}\left[\left(1 - \frac{\Phi_2}{\Phi_1}\frac{\partial f_в}{\partial S_{в.нач}}\right)\Big/\frac{\partial f_в}{\partial S_{в2}}\frac{\partial x}{\partial \alpha}\right] = 0,$$

причем $\beta = \text{const}$.

Граничные и начальные условия:

$$t = 0, \quad 0 \leqslant x \leqslant L, \quad S_{в2} = S_{в.нач\,2} = 0, \quad S_{в1} = S_{в.нач\,1} = 0;$$
$$x = 0, \quad t > 0, \quad u = u_в = \text{const}, \quad S_{в2} = 1, \qquad (9.113)$$

где $S_{в.нач}$ — неснижаемая (начальная) водонасыщенность.

В случае коллектора с непроницаемыми блоками задача сводится к задаче для обычных однородных коллекторов. Как известно, в этом случае функция $f_в(S_в)$ при вытеснении нефти водой имеет характерную точку перегиба.

Для трещинно-поровых коллекторов $f_в$ является функцией насыщенностей $S_{в1}$ и $S_{в2}$. При постоянной насыщенности блоков кривая функции $f_в(S_в)$ сохраняет свой общий наклон. Тем не менее в этом случае нужно учитывать наличие точки перегиба на кривых $f_в(S_{в1}, S_{в2})$. С учетом точки перегиба на кривых $f_в$ и начальных условий [уравнение (9.113)] имеем три семейства характеристик, которые порождают многочисленные решения уравнений относительно насыщенностей.

При описании вытеснения в однородных коллекторах обычно вводится понятие скачка насыщенности (фронта), чтобы избежать многозначных решений. Величина скачка определяется из уравнений сохранения массы до и после фронта вытеснения:

$$V_{фz} = \frac{u}{\Phi_2} = \frac{f_в^+ - f_в^+}{S_{в2}^+ + S_в^-}; \qquad (9.114)$$

$$V_{\phi 1}=0 \quad \text{или} \quad S^{+}_{\text{в. нач}}=S^{-}_{\text{в. нач}}, \tag{9.115}$$

где V_ϕ — скорость перемещения фронта вытеснения; знаки (+) и (—) соответствуют значениям параметров перед и за фронтом.

Для начальных условий [уравнение (9.113)] скачок насыщенности $S_{в2}$ определяется уравнением

$$\left.\frac{\partial f_{в2}}{\partial S_в}\right|_{S_{в2}=\overline{S}_{в2}}=\frac{f_в(\overline{S}_{в2},\ S_{в.нач\,1}+f_в(S_{в.нач\,1},\ S_{в.нач\,2})}{\overline{S}_{в2}-S_{в.нач\,2}}. \tag{9.116}$$

При соблюдении приведенных ниже безразмерных критериев подобия с учетом того, что третий член третьего уравнения (9.112) $\Phi_2/\Phi_1(\partial f_в/\partial S_{в1})/(\partial f_в/\partial S_{в2})\ll 1$,

$$X_б=X/L;\quad t_б=t(K_1/\Phi_1)^{1/2}\sigma/\mu_в L_1^2;\quad u_б=u/L\Phi_2;$$

$$u^*_б=u^*/\Phi_2[(K_1/\Phi_1)^{1/2}\sigma/\mu_в L_1^2].$$

Систему уравнений (9.112) можно переписать в виде:

$$\begin{aligned}
&\partial X_б/\partial t_б-u_б\sigma f_в/\sigma S_в=0 && (\beta=\text{const});\\
&\partial X_б/\partial t_б=0 && (\alpha=\text{const});\\
&\partial f_в/\partial X_б+(\Phi_1/\Phi_2)\,u^*_б/u_б=0 && (\beta=\text{const});\\
&\partial S_{в1}/\partial t_б-u^*_б=0 && (\alpha=\text{const}).
\end{aligned} \tag{9.117}$$

Поведение трещиноватого коллектора может быть исследовано путем решения уравнений (9.117) для частных значений функций, входящих в уравнения.

Рассмотрение выражений для относительных проницаемостей, капиллярного давления и характеристической функции приводит к следующему:

$$\begin{aligned}
&K_{о.н}=[K_2/K+(1-K_2/K)(1-S_{в1})^2](1-S_{в2})^2(1-S^2_{в2});\\
&K_{о.в}=[K_2/K+(1-K_2/K)S^4_{в1}]S^4_{в2};\\
&P_{к1}=\sigma F(\theta_к)J(S_{в1})/(K_1\Phi_1)^{1/2};\\
&u^*=sF_2(S_{в2})\left[\frac{K_1}{K}\,\frac{f_в}{K_{в1}}F_1(S_{в1})u+\frac{(K_1/\Phi_1)^{1/2}\sigma F(\theta_к)}{\mu_в L_1}\times\right.\\
&\left.\times J(S_{в1})F(S_{в1})\right].
\end{aligned} \tag{9.118}$$

Замена в последнем уравнении системы (9.118) $J(S_{в2})$ логарифмической функцией дает:

$$\frac{(K_1/\Phi_1)^{1/2}\sigma E(\theta_к)}{\mu_в L_1}J(S_{в1})F(S_{в1})=\frac{(K_1/\Phi_1)^{1/2}\sigma F(\theta_к)}{\mu_в L_1}c_1 S^{-1}_{в1}$$

которое идентично уравнению Боксермана [6], основанному на экспериментальных результатах Маттакса [4] и Кайта [7].

Так, функция $F_2(S_{в2})$, описывающая влияние водонасыщенности трещин на вытеснение нефти из матрицы при пропитке, предполагается линейной: $F_2(S_{в2}) = c_2 S_{в2}$, причем значения c_1 и c_2 считаются постоянными.

Пример. Данные из работы [19]:

Длина в горизонтальном направлении (L), м	50
Характерная длина блока (L_2), см	0,25
Удельная поверхность блока ($^sA_2$), см$^{-1}$	0,04
Пористость блока (Φ_1)	0,15
Пористость трещин (Φ_2)	0,02
Проницаемость трещиновато-пористой среды (K), мкм^2	$75 \cdot 10^{-3}$
Проницаемость* системы трещин (K_2), мкм^2	$25 \cdot 10^{-3}$
Проницаемость блоков ($K_1 = K - K_2$), мкм^2	$50 \cdot 10^{-3}$
Относительные проницаемости ($K_{о.н}$, $K_{о.в}$)	Уравнение 32
Функция Леверетта (J ($S_{в2}$))	
Вязкость воды ($\mu_в$), мПа·с	1
Вязкость нефти ($\mu_н$), мПа·с	4
Межфазное натяжение (σ), Н/м	$25 \cdot 10^{-3}$
Начальная водонасыщенность трещин ($S_{в.нач2}$)	0
Начальная водонасыщенность блоков ($S_{в.нач1}$)	0
Постоянная (c)	2×10^{-3}
Функция угла смачивания ($E(\Theta)$)	0,8

Результаты численных расчетов представлены на рис. 9.64 и 9.65. На рис. 9.64 показано продвижение фронта воды в трещинах ($X_б$, $t_б$) при различных скоростях вытеснения $u_б$. Как видно из рис. 9.64, вначале фронт вытеснения в трещинах перемещается так же, как и фронт вытеснения в однородной пористой среде со свойствами, эквивалентными свойствам трещиновато-пористой породы-коллектора. Затем с течением времени фронтовой скачок и скорость фронта уменьшаются, отражая тем самым переток воды из трещин в блоки. Это уменьшение скорости фронта является функцией скорости нагнетания $u_б$.

Через некоторое время после начала вытеснения скорость фронта в трещинах становится приблизительно постоянной, т. е. размер переходной зоны в трещинно-пористой среде стабилизируется.

В пористом пространстве блоков профиль насыщенности изменяется плавно. Вследствие сравнительно малой пористости системы трещин средняя насыщенность трещинно-пористой среды трещиноватого коллектора может быть близкой к насыщенности пористых блоков. Однако следует помнить, что в противоположность обычным однородным коллекторам трещинно-пористые характеризуются значительно бóльшей длиной переходной зоны (см. рис. 9.65).

Зависимости и функции, использованные при численном моделировании, не могут быть определены экспериментально. Несмотря

* Проницаемость трещин определялась как разность между средней проницаемостью трещиновато-пористой среды и проницаемостью блоков.

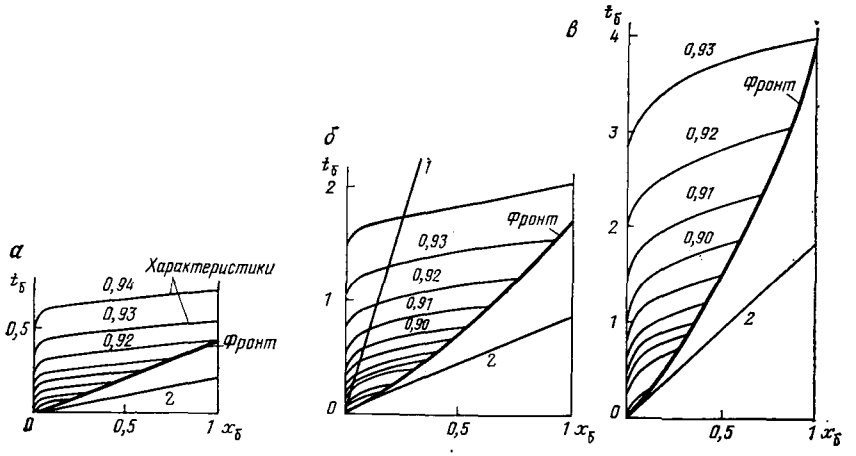


Рис. 9.64. Графическое изображение *OC*-характеристик и фронта для $\mu_б=2{,}5$ (*а*), $\mu_б=1$ (*б*) и $\mu_б=0{,}6$ (*в*). Шифр кривых — значения водонасыщенности $S_{в2}$ в начальный момент.

1 — скачок насыщенности по Балки—Леверетту для однородной пористой среды со свойствами, эквивалентными свойствам отдельных блоков; *2* — начальный фронт вытеснения ($S_{в2}=0{,}72$; $S_{в.нач}=0{,}1$)

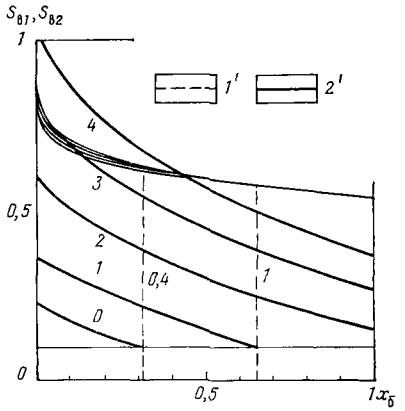


Рис. 9.65. Распределение водонасыщенности $S_{в1}$ (*1'*) и $S_{в2}$ (*2'*) в трещиновато-пористой среде для $\mu_б=1{,}25$ [19]. Шифр кривых — $t_б$

на то что в численных экспериментах использовались синтетические данные, сама модель и полученные результаты позволяют лучше понять с качественной точки зрения поведение трещиноватых коллекторов в процессе их разработки.

Решение типа Бакли — Леверетта для процесса вытеснения нефти водой (при постоянной скорости заводнения) из однородных коллекторов было совершенно неожиданно получено при решении приведенных выше уравнений, учитывающих блоковое строение коллектора, так как в этом случае система трещин играла роль проводящих путей, а блоки — роль зерен породы.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

A, B — константы
a — центробежное ускорение
CGR — капиллярно-гравитационное отношение
CR — вертикальная составляющая матрично-трещинной анизотропии по проницаемости
d — диаметр пор
f — символ функции
G — гравитационное давление

g — ускорение свободного падения
H, h — высота
J — функция Леверетта
K — абсолютная проницаемость
L, l — длина
N — число оборотов
P — давление
R — нефтеотдача
S — насыщенность
s — коэффициент
SF — форм-фактор (фактор геометрической формы блока)
t — время
$t_б$ — безразмерное время
v — скорость
Z — конечное расстояние вдоль оси z
z — текущее значение координаты вдоль оси z
$Z_б$ — безразмерное расстояние, эквивалентное нефтеотдаче
α, β — обозначение уравнения
δ, Δ — разность
Φ — пористость (пустотность)
Φ — потенциал
λ — удельный вес
μ — вязкость
π — безразмерный параметр
ρ — плотность
Σ — знак суммы
σ — межфазное натяжение
Θ — угол

ИНДЕКСЫ

б — безразмерный
бл — блок
в — вода
в. св — вода связанная
вн — вода—нефть
выт — вытеснение
г — газ
гр — гравитационный
з — залежь
к — капиллярный
кр — критический
кон — конечный
мод — модель, модельный
нг — нефть—газ
несм — несмачивающий
н. о — остаточная нефть
о. см — относительный смачивающей фазы
о. н — относительная для нефти
о. в — относительная для воды
о. г — относительная для газа
общ — общая
пр — прорыв
тр — трещина
ф — фронт
∞ — за бесконечно большой промежуток времени

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Muskat M.*, 1949. Physical principles of oil production. McGraw-Hill Book Co., Inc., New York.
2. *Birks T.*, 1955. A theoretical investigation into the recovery of oil from fissured limestone formations by water drive and gas-cap drive. Proc., Fourht World Petroleum Congress, Section II/F, Paper 2.
3. *Leverett M. C.*, 1940. Capillary behaviour in porous solids. Trans. AIME, p. 152—159.
4. *Mattax C. C.* and *Kyte J. R.*, 1972. Imbibition oil recovery from fractured water drive reservoir. Soc. Pet. Eng. J. (June), p. 177—184, Trans. AIME, vol. 225.
5. *Aronofsky J. S., Masse L.* and *Natanson S. G.*, 1958. A model for the mechanism of oil recovery from the porous matrix due to water invasion in fractured reservoirs. Trans. AIME, vol. 213, p. 17.
6. *Boskerman A. A., Zheltov Y. P.* and *Kocheshkov A. A.*, 1964. Motion of immiscible liquids in a cracked porous medium. Soviet Physics Doklade (Oct.), vol. 9, No. 4, p. 285.
7. *Kyte J. R.*, 1970. A centrifuge method to predict matrix block recovery in fractured reservoirs. Soc. Pet. Eng. J. (June), p. 164—170.
8. *Rapoport L. A.*, 1955. Scaling laws for use in field and operation of water-oil flow models. Trans. AIME, vol. 204, p. 143.
9. *Lefebure du Prey E.*, 1978. Cravity and capillarity effects on the matrix imbibition in fissured reservoirs. Soc. Pet. Eng. J. (June), p. 195—205.
10. *Parsons R. W.* and *Chaney P. R.*, 1966. Imbibition model studies on water-wet carbonate rocks. Soc. Pet. Eng. J. (March), p. 26—34.

11. *Iffly R., Rousselet D. C.* and *Vermeulen J. L.*, 1972. Fundamental study of imbibition in fissured oil fields. Paper SPE 4102 presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Tex.. Oct.
12. *Blair P. M.*, 1960. Calculation of oil displacement by countercurrent water imbibition. Paper 1475-G presented at the Fourth Biennial Secondary Recovery Symposium of SPE in Wichita Falls, Tex., May.
13. *Graham J. W.* and *Richardson T. G.*, 1950. Theory and application of imbibition phenomena in recovery of oil. Trans., AIME, vol. 216, p. 377—385.
14. *Kleppe J.* and *Morse R. A.*, 1974. Oil production from fractured reservoirs by water displacement. Paper SPE 5034 presented at the SPE-AIME 49th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Tex., Oct.
15. *Kazemi H.*, 1979. Numerical simulation of water imbibition in fractured cores. Soc. Pet. Eng. J. (June), p. 175—276.
16. *De Swaan A.*, 1978. Theory of waterflooding in fractured reservoirs. Soc. Pet. Eng. J. (April), p. 117—226.
15. *Kazemi H.*, 1979. Numerical simulation of water imbibition in fractured reservoir performance, based on physical Mobil experiments. 10th World Oil Congress, P. D. 10.
18. *Barenblatt G. I.*, 1964. On the motion of a gas-liquid mixture in a porous fissured medium. Mekhanica I Mashinostroienie Izvestial Akademii Nauk USSR, No. 3, p. 47—50.
19. *Braester C.*, 1972. Simultaneous flow of immiscible liquids through porous fissured media. Soc. Pet. Eng. J. (Aug.), p. 297—305.
20. *Buckley S. E.* and *Leverett M. C.*, 1942. Mechanism of fluid displacement in sands. Trans., AIME, vol. 146, p. 107—116.

Глава 10

МЕХАНИЗМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

10.1. Введение

Инженеры-разработчики часто пытаются определить последующие параметры разработки залежей в трещиноватых коллекторах, исходя из истории их разработки, методами, принятыми для поровых коллекторов. Но, к сожалению, очень редко расчетные параметры, полученные по методикам, используемым для коллекторов порового типа, совпадают с реальными параметрами разработки трещинных коллекторов. Совпадение расчетных и фактических параметров может быть достигнуто модификацией основных исходных параметров вплоть до совершенно нереальных значений. Так, совпадение расчетных и фактических кривых может быть достигнуто искусственным завышением (в несколько раз) объема нефти в пласте. Невозможность достижения хорошего совпадения расчетных данных с фактическими показателями разработки при использовании методик, разработанных для поровых коллекторов применительно к трещинным, обусловлена особым специфическим механизмом нефтеизвлечения, присущим таким коллекторам.

Эти различия могут быть поняты при сравнительном анализе поведения порового пласта, параметры жидкостей и пород которого имеют тот же порядок величин, что и для трещиноватого пласта, но дополнительно обладающего широко развитой сетью тре-

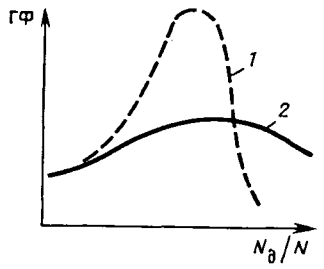


Рис. 10.1. Сопоставление зависимости ГФ от коэффициента нефтеотдачи $R=N_д/N$ для порового (*1*) и трещиноватого (*2*) коллекторов

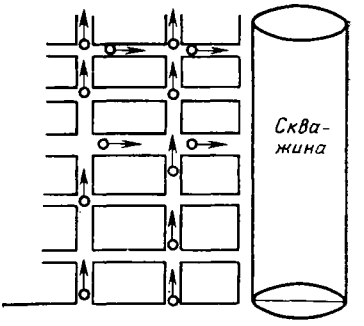


Рис. 10.2. Схема, иллюстрирующая течение газа к кровле залежи по трещинам

щин (самых различных характеристик). Некоторые результаты такого анализа обсуждаются ниже.

1. Пластовый газовый фактор (ГФ) в трещиноватом коллекторе значительно ниже, чем в коллекторе чисто порового типа (рис. 10.1). Это объясняется тем, что выделившийся газ переносится по трещинам к кровле залежи быстрее (за счет сегрегационных процессов), чем к скважинам (рис. 10.2). Сегрегация газа в процессе течения жидкости к стволу скважины происходит благодаря тому, что перепады давления в сети трещин в большинстве случаев очень малы. Градиенты давления, вызывающие поток жидкости к скважине, ниже гравитационных градиентов, особенно в областях залежи, удаленных от скважин.

2. Темп падения давления на единицу добытой нефти ($\Delta P/\Delta N$) в трещиноватом коллекторе обычно ниже, чем в поровом (рис. 10.3). Сравнение двух идентичных залежей в трещиноватом и поровом

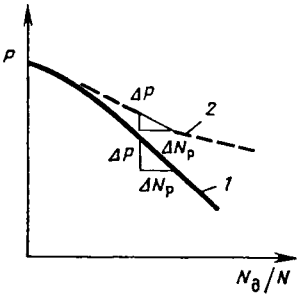


Рис. 10.3. Снижение пластового давления в коллекторах порового (*1*) и трещинно-порового (*2*) типов

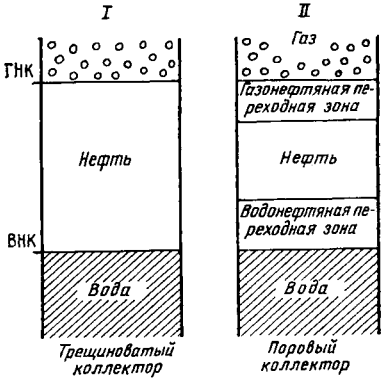


Рис. 10.4. Схематическое положение ВНК и ГНК в трещиноватых (*I*) и поровых (*II*) коллекторах

коллекторах показывает следующее: для того чтобы параметры, характеризующие разработку порового коллектора, совпадали с параметрами разработки трещиноватого коллектора, более 80% попутного газа должно быть вновь закачано в залежь порового коллектора. Такие благоприятные характеристики трещиноватого коллектора — результат действия механизма нефтеизвлечения иного типа, присущего системам с двойной пустотностью. Особенности этого механизма объясняются наличием заметного перетока жидкостей из матрицы в трещины в результате действия гравитационных и капиллярных сил совместно с явлениями объемного расширения жидкости, процессами сегрегации и конвекции.

3. Отсутствие переходной зоны в трещиноватых породах-коллекторах — одна из их отличительных черт. Межфазные контакты нефть — вода или газ — нефть представляют в трещиноватом коллекторе четкую разграничительную поверхность, а не протяженную переходную зону, как в коллекторах порового типа (рис. 10.4).

В трещиноватом коллекторе двухфазный контакт — четкий и горизонтальный и в статических, и в динамических условиях, так как проводимость сети трещин высока в силу их высокой проницаемости, и всякое локальное изменение уровня быстро выравнивается. В поровых же коллекторах переходная зона может быть весьма значительной в статических условиях и остается такой же обширной в динамических.

4. Воронка изменения давления вокруг добывающей скважины (воронка депрессии) в трещинных коллекторах очень мала, так как высокая проницаемость трещин позволяет получать высокие дебиты при незначительных депрессиях. Для течения нефти по трещинам достаточны малые градиенты давления, но они настолько малы, что не в состоянии управлять процессами обмена жидкостями между матрицей и трещинами. Таким образом, добыча из блоков матрицы не является следствием действующего градиента давления, а подчиняется особому механизму, обусловленному различными насыщенностями трещин и блоков матрицы (причем капиллярные и гравитационные силы играют существенную роль).

5. Безводная добыча в трещиноватых коллекторах в основном определяется дебитом, в то время как в коллекторах порового типа она зависит от свойств пород, распределения свойств (PVT) нефтей, и в последнюю очередь от дебита скважин.

6. Постоянство PVT по глубине обычно присуще трещиноватым коллекторам, если конвективные процессы обусловлены тепловым расширением и сжатием жидкости в залежи. Для коллекторов, представленных песчаниками, результаты анализов проб нефти, взятых на различных глубинах, дают существенно разные величины давления насыщения.

Как следствие этих специфических черт трещиноватых коллекторов возникла необходимость детального изучения механизма извлечения из них нефти.

10.2. Описание процесса истощения залежи

При отсутствии развитой сети трещин низкопроницаемые коллекторы практически непригодны для разработки, а наличие трещин превращает их в прекрасные коллекторы. Трещины обеспечивают перенос углеводородов из матрицы к скважинам. В основном сеть трещин делится на ряд зон, каждая из которых насыщена только одной фазой, в то время как внутри каждой зоны блоки матрицы могут быть насыщены одной, двумя или даже тремя фазами. Некоторая зональность залежей существует всегда, даже до начала разработки (в условиях статического равновесия), иная зональность возникает в результате разработки залежи (динамическое состояние). Взаимодействие матрица — трещина и обмен жидкостями между ними зависят от места расположения единичного блока в залежи и его положения относительно ВНК и ГНК.

10.2.1. Зональность залежей

Как уже говорилось, деление залежи на зоны в основном определяется типом насыщенности трещинной сети: величиной трех основных зон — водонасыщенной, нефтенасыщенной и газонасыщенной, а также положением соответствующих им ВНК и ГНК в трещинах. В результате стремления к равновесному распределению жидкостей в матрице, а также в результате обмена фазами между матрицей и трещинами в процессе разработки в залежи могут возникать подзоны.

Протяженность зон и подзон при разработке залежей постоянно меняется вследствие обмена жидкостями между матрицей и трещинами, сегрегационных процессов в трещинах, фазовых переходов, вызванных разгазированием нефти, и в результате извлечения жидкостей из залежи.

10.2.1.1. Зональность залежей в статических условиях

В зависимости от распределения флюидов в трещинах трещиноватый коллектор до начала разработки залежи имеет нефтяную, водяную и газовую зоны (рис. 10.5). Начальные положения границ раздела обозначаются как НГНК (начальный газонефтяной контакт) и НВНК (начальный водонефтяной контакт). Оба контакта соответствуют статическому равновесию трех фаз — воды, нефти и газа — в трещинах и блоках матрицы. Раздел между двумя фазами в трещинах всегда резкий, четкий и горизонтальный, как схематически показано на рис. 10.6, *а*.

Начальное распределение давления схематически изображено на рис. 10.6, *б*, где давление насыщения $P_{нас}$ постоянно во всей залежи. На уровне НГНК начальное статическое давление ($P_{ст}$) равно давлению насыщения ($P_{нас}$). С глубиной давление возрастает от НГНК к НВНК с градиентом, соответствующим плотности

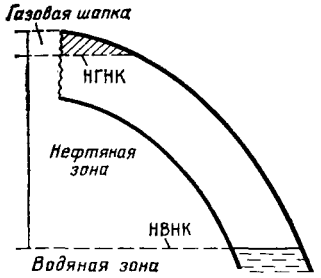


Рис. 10.5. Вертикальный профиль трещиноватого коллектора и зональность залежи в статических условиях

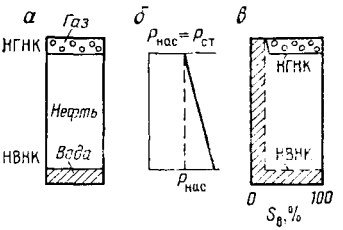


Рис. 10.6. Схематическое изображение зональности залежи в статических условиях.
Распределение: *а* — зон, *б* — давления в залежи, *в* — водонасыщенности в матрице

нефти (см. рис. 10.6, *б*), причем разность давлений $P_{ст}$—$P_{нас}$ также возрастает с глубиной.

Распределение насыщенности в трещинно-поровой системе схематически показано на рис. 10.6, *в*. Причем предполагается, что насыщенность относится ко всему объему пустот матрично-трещинной системы. Таким образом, водонасыщенность матричных пор показана и в нефтяной, и в газовой зонах.

В начальном состоянии нефтяная зона расположена между НГНК и НВНК. Ниже НВНК матричные поры насыщены водой, в то время как между НВНК и НГНК блоки матрицы насыщены нефтью и связанной водой, а трещины только нефтью. Выше НГНК трещины насыщены газом, а матрица газом и связанной водой [1].

10.2.1.2. Зональность залежи в динамических условиях

С момента начала разработки начальное статическое пластовое давление $P_{ст}=P_{нас}$ начинает снижаться: $P_{ст}<P_{нас}$. Нефтяная зона уменьшается за счет расширения газовой шапки и внедрения в залежь воды, НГНК и НВНК смещаются на новые уровни ГНК и ВНК (рис. 10.7, *а*).

а. Основные зоны

В результате разработки образуются следующие основные зоны (рис. 10.7, *а*): заводненная между НВНК и ВНК; газовая между НГНК и ГНК; нефтяная между ВНК и ГНК.

Кроме того, возможно развитие подзон в пределах нефтяной зоны в результате снижения пластового давления. Как показано

[1] Матрица в газовой зоне может быть также насыщена и нефтью. — *Прим. Перев.*

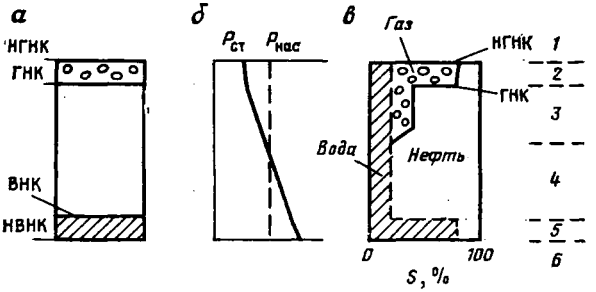


Рис. 10.7. Схематическое изображение распределения зон в залежи в динамических условиях:

а — распределение зон по положению контактов в трещинах; *б* — изменение давления с глубиной и взаимосвязь $P_{пл}$ и $P_{нас}$; *в* — распределение насыщенности в матрице. Зоны: *1* — газовой шапки, *2* — газовая, *3* — разгазирования, *4* — нефтенасыщенная, *5* — заводненная, *6* — водяная

на рис. 10.7, *б*, пластовое давление падает ниже начального давления, и на уровне НГНК оно уже не равно давлению насыщения ($P_{ст} < P_{нас}$).

В газовой зоне давление возрастает с глубиной пропорционально плотности газа, в нефтяной — пропорционально плотности нефти. На некоторой глубине ниже ГНК линия $P_{нас}$ пересекается с линией $P_{ст}$, в точке пересечения $P_{ст} = P_{нас}$. Ниже этой точки $P_{ст} > P_{нас}$, и давление продолжает возрастать с глубиной пропорционально плотности нефти вплоть до уровня ВНК. От ВНК в заводненной зоне давление меняется с глубиной пропорционально плотности воды (см. рис. 10.7, *б*).

б. Дополнительные зоны

В результате изменения давления с глубиной нефтяная зона подразделяется на две дополнительные зоны: разгазирования между ГНК и точкой, в которой $P_{ст} = P_{нас}$; нефтенасыщенную, между точкой $P_{ст} = P_{нас}$ и ВНК (см. рис. 10.7).

Рассмотрим эти две зоны более детально.

В зоне разгазирования некоторая часть газа выделяется из нефти, так как пластовое давление здесь ниже давления насыщения. Наличие свободного газа в блоках матрицы и трещинах может оказывать влияние на механизм истощения. Обмен флюидами между матрицей и трещиной представляет собой сложный процесс взаимодействия гравитационных и капиллярных сил, развивающихся явлений конвекции, перенасыщения и др. Явления, протекающие в трещиноватом коллекторе, значительно сложнее, чем аналогичные явления при истощении обычных коллекторов.

В нефтенасыщенной зоне в силу того, что пластовое давление выше давления насыщения ($P > P_{нас}$), вся трещинно-матричная система насыщена только одной подвижной фазой — нефтью. Об-

мен флюидами между матрицей и трещинами осуществляется за счет расширения жидкости, вызванного падением давления, а также за счет сжимаемости порово-трещинной системы породы.

в. Распределение насыщенностей

Четыре зоны трещиноватого коллектора разной насыщенности (газовая, разгазирования, нефтенасыщенная и заводнения) показаны на рис. 10.7, *в*.

В газовой зоне газонасыщенность возрастает до величины, соответствующей $S_г = 1 - S_{в.нач} - (S_{н.о})_г$. Величина остаточной нефтенасыщенности $(S_{п.о})_г$ зависит от условий перемещения газового фронта, а также от специфических особенностей дренирования. Объем газа в этой зоне соотносят с объемом пор матрицы между НГНК и ГНК.

В зоне разгазирования газонасыщенность соответствует количеству нефти, извлеченной из матрицы в результате снижения давления ниже давления насыщения. Количество удерживаемой нефти в этой зоне на некоторой данной стадии истощения залежи значительно выше количества остаточной нефти в газовой зоне.

В нефтенасыщенной зоне сосуществуют только две фазы — нефть и связанная вода, так как газ не может выделяться из нефти.

В зоне заводнения залежь насыщена связанной и вторгшейся водой и остаточной нефтью. Нефть из матрицы вытесняется за счет капиллярной пропитки блоков матрицы водой, находящейся в трещинах.

10.2.2. Зоны и распределение давления

10.2.2.1. Изменение давления в трещинах по глубине

Положение зон в залежи можно непрерывно оценивать путем измерения давления в открытом стволе наблюдательной скважины на разных глубинах. Гидравлическая связь ствола скважины с сетью трещин залежи эквивалентна гидравлической связи залежи по вертикали, причем ствол скважины эквивалентен вертикальной протяженной трещине (рис. 10.8, *а*). Все четыре зоны в разрезе залежи могут быть выделены, если кривая изменения давления по глубине (линия *А* на рис. 10.8, *б*) пересекается линией давления насыщения $P_{нас}$.

10.2.2.2. Зональность и распределение давления

В настоящее время давление в порах матрицы можно измерить при помощи современных устройств, таких, как специальные испытатели пластов (СПИ). В открытом стволе вновь пробуренной скважины поровое давление, измеренное СПИ, может иметь зна-

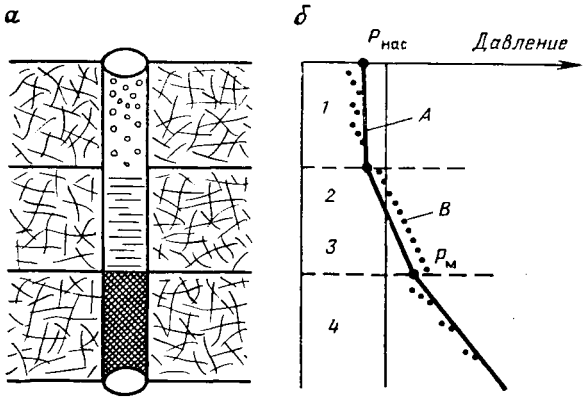


Рис. 10.8. Схема выделения зон по давлению:
А — в трещинах (замеренное в открытом стволе скважины); *В* — в блоках матрицы (в матрице, замеренное СПИ).
Зоны: *1* — газовая, *2*, *3* — нефтяная, *4* — водяная

чения, отличающиеся от значений профиля давления (линия *А* на рис. 10.8, *б*), соответствующего равновесному распределению жидкостей в трещинах и скважине.

Исследуя заводненную зону, можно получить поровые давления, которые отклоняются от значений линии *А* вследствие локального распределения насыщенностей в каждом блоке (точечные линии на рис. 10.8, *б*).

Если выделить единичный блок в газовой зоне, поровое давление в матрице также не совпадет с линией *А* (рис. 10.9, *а*) и разность между ними определяется градиентом давления в подвижной

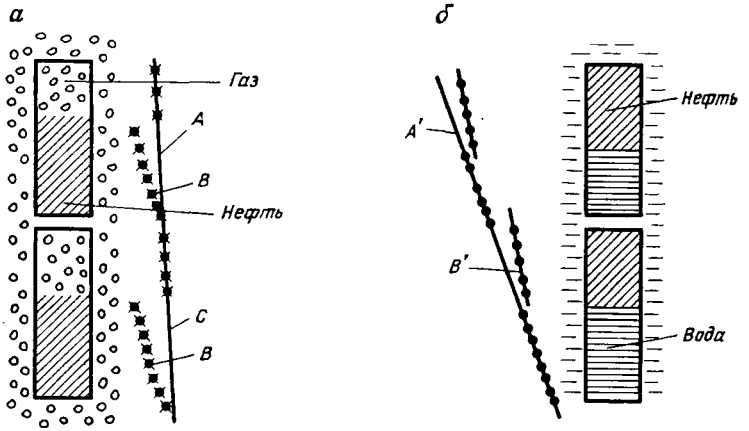


Рис. 10.9. Схема измерения градиентов давления в матрице и трещинах:
а — блоки в газовой зоне; *б* — блоки в зоне заводнения. Градиенты давления: *А* — в газе, *А'* — в воде, *В*, *В'* — в нефти, *С* — в открытом стволе скважины

фазе. Верхняя часть блока насыщена газом, и в результате того, что нефть вытеснена из верхней части каждого блока, при измерениях получают тот же градиент давления, что и в насыщенных газом трещинах. Невытесненная нефть, удерживаемая в зоне, не в состоянии повлиять на равновесное давление при вытеснении нефти газом из верхних частей блоков (см. рис. 10.9, *а*). На некоторой глубине разность между двумя градиентами определит предел дренирования нефти из блока.

Аналогичным образом на рис. 10.9, *б* линия A' показывает профиль давления воды в трещинах, измеренного в открытом стволе скважины, линия B' — давления в матрице, замеренного СПИ. Там, где вода вытеснила нефть, поровое давление и давление в трещинах имеют одинаковый градиент, пропорциональный плотности воды; в частях блоков с невытесненной нефтью поровое давление соответствует градиенту, пропорциональному плотности нефти.

В нефтяной зоне в обеих подзонах (разгазирования, нефтенасыщенной) давление в пористых блоках снижено менее, чем в трещинах. В действительности в нефтенасыщенной зоне разность давлений $\Delta P = P_м — P_{тр}$ определяется количеством нефти, оттекающим из матрицы вследствие расширения нефти (см. рис. 10.8, *б*, зона *3*). Разность давлений ΔP может отмечаться только в открытом стволе наблюдательной скважины, пробуренной в процессе разработки залежи, когда давление в трещинах понизилось больше, чем в матрице. Но эта разность не фиксируется в случае, когда блоки матрицы малы или залежь не эксплуатируется во время проведения исследований СПИ.

Замечание. Всякое измерение давления при помощи СПИ в бурящейся во время разработки залежи скважине или замеры давления в открытом стволе наблюдательных скважин с привлечением материалов промыслово-геофизических исследований способствуют пониманию механизмов нефтеизвлечения из трещиноватых коллекторов. Вариации длины линий B и B' (см. рис. 10.9) могут помочь определению in situ зависимости капиллярного вытеснения от времени, которую в дальнейшем можно распространить на всю залежь как «пластовую псевдофункцию».

С учетом градиентов давления B и B' как в газовой зоне, так и в зоне заводнения можно оценить отдачу блоков матрицы за счет механизмов дренирования и пропитки непосредственно in situ.

Правильный анализ результатов изменения давлений во времени позволяет также определить надежный масштабный фактор для сопоставления данных лабораторных исследований с реальными характеристиками поведения залежи в процессе ее разработки.

10.2.2.3. Зональность залежей на поздних стадиях истощения

На поздних стадиях истощения (рис. 10.10, *а* и *б*) возможно взаимное наложение зон, особенно если высота залежи невелика. Такая ситуация может возникнуть, когда пластовое давление снижа-

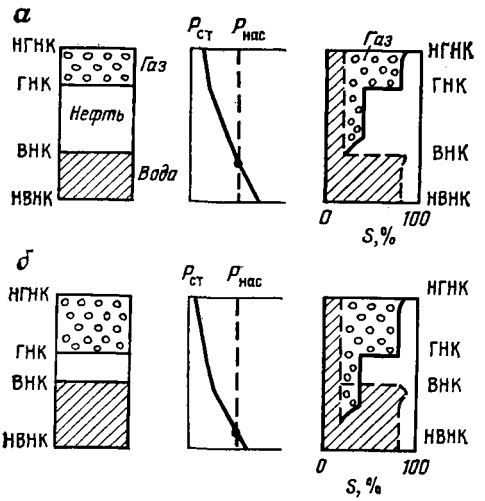


Рис. 10.10. Зональность залежей на поздних стадиях истощения до (*а*) и после (*б*) взаимопроникновения зоны вторгшегося газа и заводненной зоны

ется ниже давления насыщения в зоне заводнения (см. рис. 10.10, *б*).

В верхней части зоны заводнения (между НВНК и ВНК) возникает подзона, в которой в матрице после вытеснения из нее нефти водой создается определенная газонасыщенность в результате разгазирования оставшейся нефти. Остаточная нефтенасыщенность в этом случае снижается вследствие более благоприятных условий вытеснения нефти водой в присутствии определенного количества газа (см. рис. 10.10, *б*).

10.3. Механизмы нефтеотдачи в различных зонах трещиноватых пород-коллекторов

Все четыре зоны, на которые разделяется залежь в процессе разработки (см. рис. 10.7), очевидно, характеризуются проявлением четырех различных механизмов нефтеотдачи, специфика которых определяется различной текущей насыщенностью матрицы и трещин (рис. 10.11).

Зоны, в которых действуют различные механизмы нефтеотдачи, могут быть определены при интерпретации изменений кривых градиентов давлений, которые постоянно регистрируются в наблюдательных скважинах в процессе разработки залежи.

Упрощенная модель механизмов нефтеотдачи показана на рис. 10.11, на котором механизмы, действующие в отдельных зонах, объясняются на примере поведения единичных блоков. Механизм истощения матричного блока рассматривается с точки зрения изменения состояния его насыщенности и смачиваемости, которые происходят как в самой матрице, так и в окружающих блок трещинах.

Ниже рассмотрены продуктивные зоны и соответствующие им механизмы отдачи.

а. Газовая зона. Механизм гравитационного дренирования.

В газовой зоне между НГНК и ГНК (где вторичная газовая шапка занимает пустотное пространство трещин) блок матрицы может быть частично или полностью окружен газом (см. рис. 10.11).

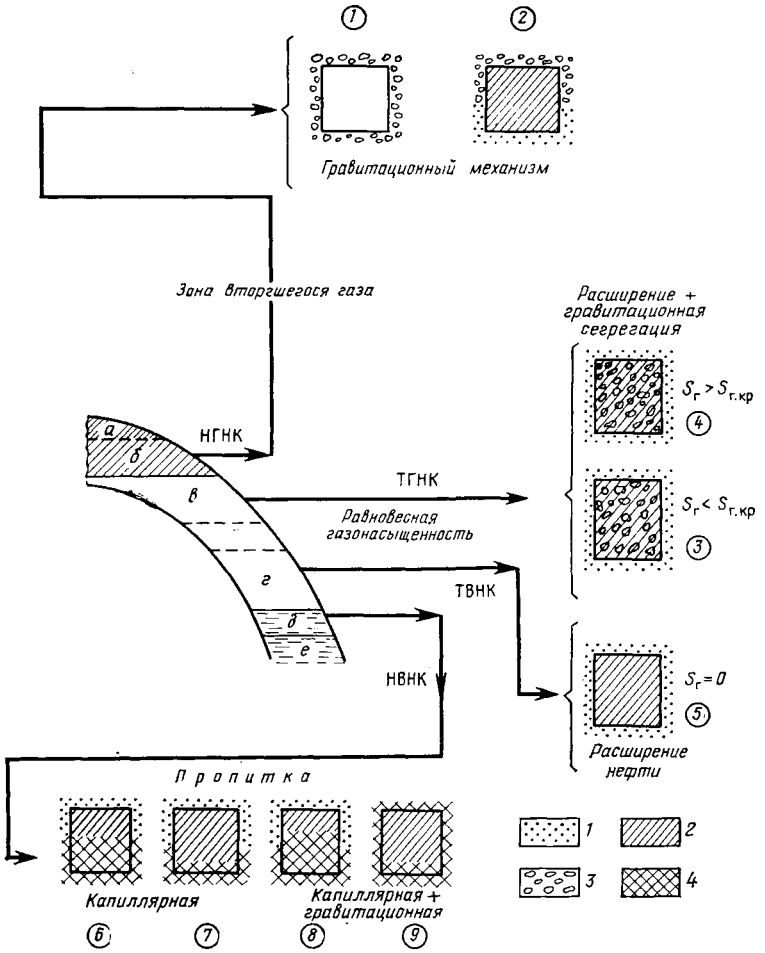


Рис. 10.11. Схематическое изображение четырех основных зон и механизмов нефтеотдачи в девяти блоках матрицы (цифры в кружках), взятых в качестве примера:

а — начальная газовая шапка; *б* — вторичная газовая шапка; *в* — зона разгазирования; *г* — нефтяная зона (зона расширяющейся нефти); *д* — зона заводнения; *е* — водяная зона. *1* — нефть в трещинах; *2* — нефть в матрице; *3* — газ; *4* — вода

Как показано в гл. 9, блок матрицы ведет себя по-разному в зависимости от того, частично или полностью он окружен газом (блоки *2* и *1* на рис. 10.11). Причем наиболее важными параметрами, определяющими количества удерживаемой блоком нефти, являются капиллярное давление и высота блока.

б. Зона разгазирования. Расширение выделившегося газа + гравитация + пропитка + конвективные механизмы.

Зона разгазирования ограничена (сверху) текущим ГНК (ТГНК) и (снизу) точкой давления насыщения. В этой зоне могут

образоваться две подзоны в зависимости от соотношения критической газонасыщенности трещин и эффективной газонасыщенности матрицы. Если пластовые условия таковы, что расширение выделившегося газа преобладает в механизме вытеснения, то за одно и то же время в блоке матрицы, расположенном в верхней подзоне, может выделиться больше газа, чем в таком же блоке из нижней подзоны.

Таким образом, в верхней подзоне (блок *4*) с большей долей вероятности газонасыщенность матрицы окажется выше критической газонасыщенности ($S_г > S_{г.кр}$), чем в нижней подзоне (блок *3*), где $S_г < S_{г.кр}$ (см. рис. 10.11). Помимо проявлений механизма расширяющегося газа действуют и другие механизмы, такие, как сегрегация газа в матрице и обмен флюидами между матрицей и трещинами. В действительности же движение свободного газа по трещинам, насыщенным нефтью, так же, как и контактирование тяжелой нефти, содержащейся в трещинах, с легкими нефтями, поступающими из матрицы, создают значительно более сложную картину процесса. Было замечено, что при неоднородном распределении пор по размерам в матрице и медленном темпе снижения давления наблюдаются явления перенасыщения, т. е. газ остается растворенным в нефти при пластовых давлениях, меньших начального давления насыщения. Детальное обсуждение этого механизма излагается в следующем разделе.

в. Нефтенасыщенная зона. Объемное расширение нефти.

Эта зона расположена между уровнем, на котором пластовое давление равно давлению насыщения, и уровнем ТВНК. Содержит нефть без свободного газа. Перепад давления между повышенным давлением в блоках матрицы и пониженным в трещинах, вызванный расширением системы жидкость — порода, приводит к перетоку нефти из пор в трещины. Механизм нефтеотдачи, связанный с расширением нефти, более эффективен, когда сжимаемость и темп падения давления достаточно велики, т. е. при высоких темпах отбора и малых размерах блоков (блок *5* на рис. 10.11).

г. Зона заводнения. Гравитация+капиллярная пропитка.

В зоне между ТВНК и НВНК блоки матрицы, окруженные водой, заполняющей трещины, отдают нефть под действием гравитационных и капиллярных сил. Нефть вытесняется из пор матрицы благодаря постепенному подъему воды по трещинам, с которой оказываются в контакте все новые и новые поры матрицы, скорость подъема ВНК в матрице сильно зависит от скорости подъема ВНК в трещинах.

На схеме в блоках *6, 7, 8* и *9* (см. рис. 10.11) скорость перемещения ВНК в трещинах сравнима со скоростью перемещения фронта вытеснения в матрице. Преобладающее влияние капиллярных или гравитационных сил в процессах капиллярной пропитки определяет опережающее движение фронта вытеснения в трещинах или матрице.

Критическая скорость продвижения фронта в упрощенной модели Маттакса [1] обусловливает одинаковые скорости перемещения

ВНК в матрице и трещинах (блок *7* на рис. 10.11). Скорость перемещения контакта считается выше критической, если перемещение ВНК в трещинах происходит быстрее, чем в матрице (блок *7* на рис. 10.11), и ниже критической, если скорость перемещения ВНК в трещинах оказывается ниже, чем в матрице (блок *8* на рис. 10.11).

Особый случай, когда весь блок окружен водой или полностью погружен в воду, показан в блоке *9*.

При всесторонней пропитке механизм нефтеотдачи должен быть функцией капиллярной и гравитационной сил. В процессе вытеснения очень часто превалирует одна из них (см. гл. 9). Очевидно, что в блоках *6* и *8* преобладают капиллярные силы, а в блоках *7* и *9* капиллярные силы находятся в тесной связи с гравитационными. Если высота блока велика (блок *9*), в процессах вытеснения будут преобладать гравитационные силы.

Одновременное участие всех описанных выше механизмов в процессе вытеснения обобщено в табл. 10.1. Очевидно, что ситуа-

Таблица 10.1

Зона	Насыщенность		Механизм добычи	Блок на рис. 10.11	Примечания
	матрицы	трещин			
Газовая	Нефть	Газ	Гравитация	*1*	
	»	Газ + нефть	»	*2*	
Разгазирования	Нефть + газ	Нефть	Расширение выделившегося газа	*3, 4*	
	То же	»	Конвекция	*3*	Неподвижный газ
	»	»		*4*	Подвижный газ
Нефтенасыщенная	Нефть	»	Однофазное расширение	*5*	
Заводнения	Вода + нефть	Вода + нефть	Капиллярная пропитка	*8*	Скорость перемещения ВНК ниже критической
				6	Критическая
			Гравитация и пропитка	*7,9*	Скорость перемещения ВНК выше критической

ция упрощается в случае, когда только часть описанных механизмов вытеснения действует в залежи. Например, в случаях активного водонапорного режима или газонапорного режима в комбинации с режимом растворенного газа предсказание поведения залежи существенно упрощается.

1. Проявление активного водонапорного режима может привести к тому, что в процессе разработки в залежи поддерживается начальное пластовое давление, а все механизмы, связанные со снижением пластового давления, не проявляются. Нефть в этих случаях добывается за счет пропитки, определяемой капиллярными и гравитационными силами, как это имеет место в залежах Джела (Италия), Ампоста (Испания) и Нидо (Филиппины).

2. Если водонапорный режим проявляется неактивно или вообще не проявляется, пластовое давление снижается, и нефть добывается в результате расширения выделяющегося из нефти газа в нефтяной зоне и гравитационного дренирования в зоне вторгшегося газа. Если в газовой зоне создаются благоприятные условия, вытеснение происходит и за счет гравитационного дренирования. Основное условие проявления механизма дренирования заключается в том, что гравитационные силы превосходят по величине капиллярные, противодействующие вытеснению нефти.

Вытесненная из блоков нефть в процессе дренирования, двигаясь вниз по трещинам, может впитываться в расположенные ниже блоки, если они недонасыщены нефтью, или перемещаться к скважинам, если градиент давления в трещинах в достаточной степени превосходит сегрегационные силы.

10.3.1. Механизм нефтеотдачи в газовой зоне

10.3.1.1. Свойства единичного блока

Как было описано выше, а также рассмотрено детально в гл. 9, механизм нефтеотдачи блоков матрицы в газовой зоне — это механизм гравитационного дренирования. Добыча нефти может быть рассчитана из концепции единичного блока, которая для блоков данных геометрических размеров и данных жидкостей и свойств пород позволяет определить зависимость нефтеотдачи от времени, как это описано в гл. 9. Силы, которые противодействуют вытеснению нефти газом, связаны с распределением пор по размерам и средним их диаметром, который в свою очередь влияет на высоту капиллярного подъема ($h_к$) и высоту прорыва ($h_{пр}$). Пример, приведенный на рис. 10.12, показывает, что в случае $h_{пр} \approx h_к$ вытеснения не происходит, даже когда газ находится в контакте с верхней поверхностью блока (рис. 10.12, *а*), и даже в том случае, когда ГНК опускается до глубины $h_1 < h_{пр}$ (рис. 10.12, *б*). Только с того момента, когда ГНК достигает глубины $h_2 > h_{пр} \approx h_к$, начинается вытеснение нефти (рис. 10.12, *в*). Кроме того, в этом случае вытеснение нефти происходит из верхнего участка блока, высота которого ограничена величиной $h_2 - h_{пр}$, в то время как $h_{пр}$ представляет высоту зоны капиллярного поднятия.

Замечания. 1. Для расчета нефтеотдачи из блока необходимо знать отношение высоты капиллярного поднятия жидкости к высоте блока. 2. Так как межфазное натяжение увеличивается при истощении залежи, высота капиллярного подъема может увели-

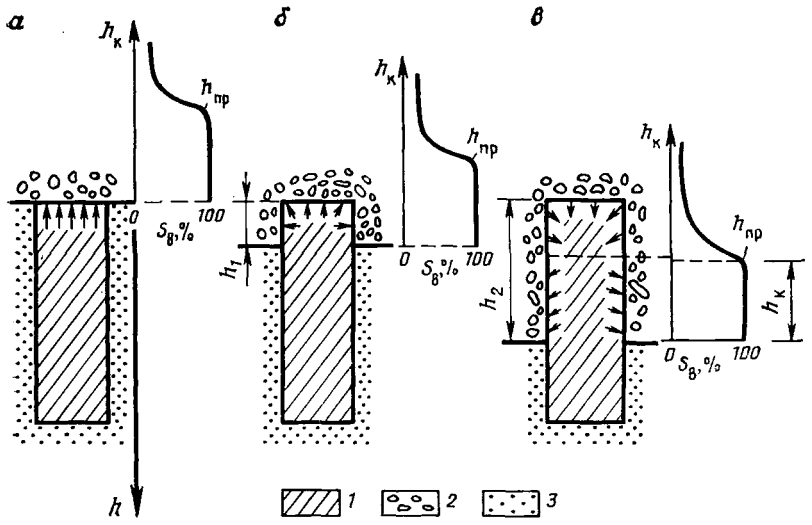


Рис. 10.12. Роль перемещения ГНК при гравитационном дренировании:
1 — нефть в блоке матрицы; *2* — газ; *3* — нефть в трещинах

чиваться при отсутствии закачки газа для поддержания давления. 3. Явления впитывания нефти могут иметь место, когда некоторое количество вытесненной при гравитационном дренировании нефти впитывается в нижележащие блоки, несколько недонасыщенные ею. Когда капли нефти (вытесненные газом) стекают вниз по трещинам, они могут войти в контакт в газовой зоне с блоками, которые частично насыщены газом, частично нефтью. Пропитка таких блоков нефтью приводит к снижению нефтеотдачи залежи.

10.3.1.2. Эффект взаимодействия между блоками

Этот эффект был экспериментально исследован Сайди [2] и назван блок-блоковым взаимодействием, являющимся результатом внедрения (поступающей) нефти в верхнюю часть соседнего блока или инфильтрации нефти в блок из окружающих трещин, после того как она покинула вышележащий блок.

а. Описание явления

Между двумя соседними блоками *1* и *2*, показанными на рис. 10.13 (оба блока расположены в газовой зоне), могут существовать участки соприкосновения (сближения), на которых нефтяная фаза непрерывна. Эта непрерывность нефтяной фазы обусловлена неровностями стенок трещин, сохранением пленок остаточной нефти и характером контакта между блоками.

Протяженность таких областей смачивания оценивается тем же порядком величин, что и область блока, в которой реализуется

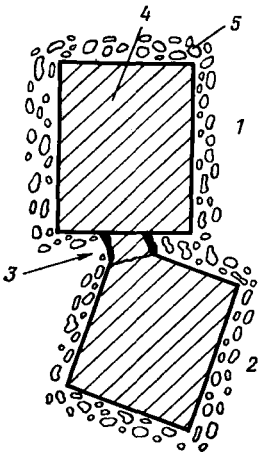


Рис. 10.13. Область смачивания между двумя блоками, обеспечивающая неразрывность жидкой фазы: *1* — блок 1; *2* — блок 2; *3* — область смачивания; *4* — нефть; *5* — газ

фильтрация, если протяженность самого блока не очень велика в сравнении с высотой капиллярного подъема.

Нефть течет из блока *1* в блок *2* в силу непрерывности капиллярной сети за счет градиента капиллярного давления и разности гравитационного потенциала. Величина расхода определяется эффективной проницаемостью $K_н$, зависящей от насыщенности $S_н^*$ матрицы, которая описывается выражением

$$q = -\frac{K_н(S_н^*)}{\mu_н}\left(\Delta\rho g - \frac{dP_к}{dZ}\right) \tag{10.1}$$

или

$$q = -\frac{K_н(S_н^*)}{\mu_н}\left(\Delta\rho g - \frac{dP_к}{dS_н^*}\,\frac{dS_н^*}{dZ}\right). \tag{10.2}$$

Поскольку капиллярное давление есть также функция насыщенности $h_к(S_н^*)$ уравнение можно записать в виде

$$S_н^* = (S_н - S_{н.о})/(1 - S_{в.нач} - S_{н.о}). \tag{10.3}$$

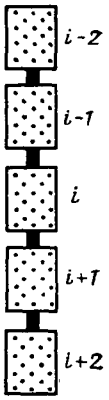
Нефть, вытесняемая из матрицы в трещины и впитывающаяся в нижележащие блоки в процессе ее течения вниз по трещинам, не учитывается в этом расходе q. Совершенно очевидно, что впитывание нефти снижает эффективность гравитационного дренирования газовой зоны.

б. Определение величин расходов

Несколько сообщающихся блоков образуют многоэтажную структуру (рис. 10.14), в которой расход нефти в i-м блоке выражается так же, как и скорость дренирования единичного блока (см. гл. 9):

$$Q_{др} = A\,\frac{(H_г - Z)\,\Delta\gamma - P_к}{\dfrac{\mu}{KK_{о.г}}\,[MH + (1-M)Z]} \tag{10.4}$$

Рис. 10.14. Многоэтажная структура взаимодействующих блоков



или

$$Q_{\text{др}} = A\,\frac{(H_{\text{г}} - Z)\,\Delta\gamma - P_{\text{к}}}{\frac{\mu_{\text{н}}}{KK_{\text{о.н}}}\,\frac{1}{M}\,[MH - (1-M)\,Z} =$$

$$= A\,\frac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}\,\frac{(H-Z) - h_{\text{к}}}{\left[H - \left(\frac{1}{M} - 1\right)Z\right]}. \qquad (10.4)'$$

Максимальная скорость дренирования, часто называемая гравитационной скоростью, определяется уравнением (9.38) (см. гл. 9), когда $P_{\text{к}}=0$ (что эквивалентно $h_{\text{к}} \ll H$), а $Z=0$ (эквивалентно $Z \ll H$), при этом

$$Q_{\text{др}} = Q_{\max} = A\,\frac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}\,\Delta\gamma. \qquad (10.5)$$

Дополнительный расход из блока i—1 (см. рис. 10.14) через область смачивания обозначается $Q_{i-1\ \text{пер}\ i}$ и может быть и больше, и меньше максимальной скорости дренирования блока $Q_{\max}$.

Если $Q_{i-1\ \text{пер}\ i} < Q_{\max\ i}$, вся нефть, поступающая из верхнего блока, впитывается в блок i.

Если $Q_{i-1\text{пер}i} > Q_{\max\ i}$, некоторое количество нефти (избыток) течет по трещинам блока i.

Дополнительный расход может быть выражен следующим образом:

$$Q_{i-1\ \text{пер}\ i} = Q_{\text{др}} + Q_{\text{изб}\ i-1},$$

где $Q_{\text{др}}$ чаще определяется по уравнению (10.5), чем по уравнению (10.4).

Скорость впитывания равна дополнительному расходу при условии, что дополнительный расход меньше максимальной скорости дренирования. Это описывается выражением

$$Q_{\text{впит}\ i} = Q_{i-1\ \text{пер}}$$

если

$$Q_{i-1\ \text{пер}\ i} < Q_{\max\ i}.$$

Избыточный расход равен количеству нефти, текущей по трещинам

$$Q_{\text{изб}\ i} = Q_{i-1\ \text{пер}\ i} - Q_{\text{др}\ i},$$

причем это имеет место только, если

$$Q_{i-1\ \text{пер}\ i} > Q_{\max\ i}.$$

в. Степень блок-блокового взаимодействия

Если степень взаимодействия выражать параметром α, то ему можно приписать следующие значения: полное взаимодействие соответствует $\alpha=1$; частичное взаимодействие соответствует $0<\alpha<1$; отсутствие взаимодействия соответствует $\alpha=0$.

Основываясь на этом, можно вывести соотношения между параметром α и расходом: $\alpha=1$ — соответствует $Q_{i-1\,\text{пер}\,i}<Q_{\max i}$; $\alpha<1$ — соответствует $Q_{i-1\text{ пер }i}>Q_{\max i}$.

Другими словами, когда $\alpha=1$, вся нефть, вытекающая из блока $i-1$, впитывается в блок i, если же $\alpha<1$, часть вытекающей нефти вынуждена течь по трещинам, окружающим блок i. В случае $\alpha<1$ часть вытесненной нефти, которая фильтруется вниз по трещинам, может вновь начать впитываться, причем остаток (невпитавшаяся нефть) в точности равен избыточному расходу: $Q_{i-1\text{ пер }i}>Q_{\max i}$.

При отсутствии взаимодействия с прилегающими блоками, если $\alpha=0$, задача сводится к случаю единичного блока.

г. Экспериментальные наблюдения

Проведенные в лаборатории эксперименты с использованием двух блоков (см. рис. 10.12) позволили выявить следующее:

нефть из блока *1* движется через блок *2* вместо того, чтобы течь по его поверхности;

несмотря на то что область смачивания, через которую поступает нефть, мала, скорость впитывания часто бывает достаточно высокой;

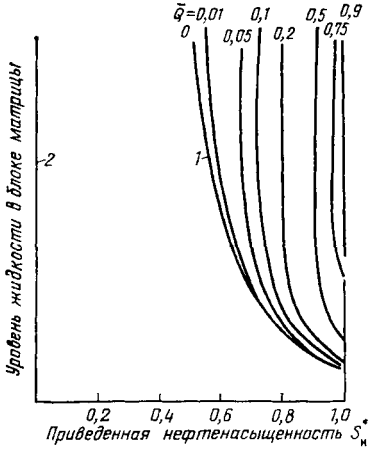
пониженные скорости впитывания наблюдаются на плоских блоках, когда область смачивания располагается на одной из сторон блока;

скорость впитывания зависит от формы и размеров блока, а также от расположения точек, через которые поступает нефть, изотропности матрицы и наличия непроницаемых прослоев.

д. Поведение насыщенности при поступлении нефти в верхнюю поверхность блока в процессе гравитационного дренирования

В блок матрицы i поступает нефть с объемной скоростью $Q_{\text{пер}}$ и из него же оттекает благодаря гравитационному дренированию $Q_{\max}$. При этом насыщенность блока остается постоянной, если обе скорости постоянны. Величина отношения $\overline{Q}=Q_{\text{пер}}/Q_{\max}$ определяет высоту капиллярного подъема и распределение в блоке насыщенности согласно уравнению

$$\frac{d(Z/H_{\text{бл}})}{dS_{\text{к}}}=\frac{d\left[\dfrac{h_{\text{к}}(S_{\text{н}}^{*})}{H_{\text{бл}}}\right]}{dS_{\text{н}}^{*}}\left[1-\overline{Q}\,\frac{1}{K_{\text{о.н}}(S_{\text{н}}^{*})}\right], \tag{10.6}$$



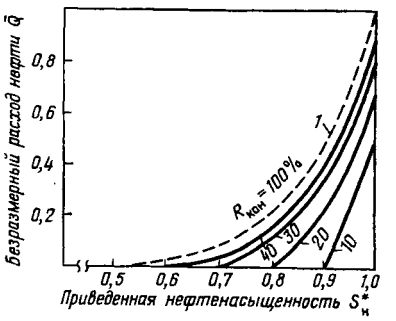


Рис. 10.16. Зависимость безразмерного расхода нефти Q от средней нефтенасыщенности $S^*_н$ при различных величинах нефтеотдачи $R_{кон}$ (*1* — кривая относительной проницаемости для нефти) [2]

Рис. 10.15. Профиль нефтенасыщенности в блоке матрицы, когда нефть из области смачивания фильтруется через блок [2]:
1 — кривая капиллярного давления; *2* — высота блока

которое получено из уравнения (10.3), причем $dP_к/dS^*_н$ взято с учетом уравнения Леверетта

$$P_к = \sigma \sqrt{\Phi/KJ}\,(S^*_н). \qquad (10.7)$$

Профиль распределения насыщенности в блоке зависит от величины отношения $\bar{Q}$, как это следует из приведенного расчета [2]. Причем относительная проницаемость принята в виде $K_{о.н} = (S^*_н)^7$, а величина конечной нефтеотдачи $R = 31{,}5\%$. Из рис. 10.15 видно, как изменяются стационарные профили нефтенасыщенности при изменении $\bar{Q}$ от 0 до 1.

При $\bar{Q}=0$ (что предполагает $Q_{пер}=0$) профиль насыщенности определяется кривой капиллярного давления (рис. 10.15).

Увеличение отношения Q от 0 до 1 приводит к возрастанию величин нефтенасыщенности $S^*_н$, так как поступающая в блок нефть компенсирует часть продуцируемой блоком нефти. При $\bar{Q}=1$ нефтенасыщенность блока практически неизменна, что должно соответствовать отсутствию продукции, однако процессы дренирования осуществляются в каждом единичном блоке.

Как отмечалось, зона капиллярного подъема более обширна у нижней грани блоков и уменьшается с увеличением его высоты. Таким образом, вблизи верхнего торца блока $S^*_н$ велико, особенно в зонах пониженной гидрофильности пород, и $K_н$ достаточно велико, чтобы обеспечить внедрение нефти в матрицу. Средняя нефтенасыщенность блоков в зависимости от безразмерного расхода $\bar{Q}$ для заданных конечных значений нефтеотдачи приведена на рис. 10.16. Для значения $R_{кон}=100\%$, соответствующего $P_к=0$,

форма кривой параметра $\overline{Q}$ похожа на форму кривой относительной проницаемости. Для невысоких конечных значений нефтеотдачи форма кривых остается такой же. Причем можно предположить, что кривая $K_н(S_н^*)$ перемещается вниз в соответствии с величиной произведения $K_{о.н}(1—R_{тр})$.

10.3.1.3. Гравитационное дренирование серии одинаковых блоков

В случае дренирования серии блоков с идентичными физическими свойствами через контакты различной протяженности (см. рис. 10.14) нефть будет вытесняться из всех блоков. Результирующее время вытеснения равно значению времени дренирования единичного блока, умноженному на число блоков.

В силу бóльшей продолжительности этого процесса скорость вытеснения из серии блоков, очевидно, будет значительно ниже скорости дренирования из единичного блока, из чего можно заключить, что дренирование серии блоков должно интерпретироваться как полустационарный процесс.

Процесс дренирования, описанный на основе результатов, полученных для единичного блока, может оказаться далеким от реальности, так как в случае единичного блока вытеснение происходит быстрее и приводит к более оптимистичным результатам по сравнению с результатами для серии блоков. Детальное изучение процесса привело к следующим выводам.

Полустационарный режим дренирования должен определяться псевдокривой относительной проницаемости по нефти, связанной с конечной нефтеотдачей $R_{кон}$ и средней нефтенасыщенностью $S_н^*$. Эта насыщенность соответствует средней насыщенности неизвлеченной подвижной нефти для данной конечной нефтеотдачи $R_{кон}$.

Путем использования кривой зависимости $F(S)$, которая подобна кривой псевдоотносительной проницаемости, но учитывает высоту капиллярного поднятия, изучаемый процесс можно свести к процессу гравитационного дренирования, но без учета капиллярных эффектов. В действительности, если величина конечной нефтеотдачи близка к $R_{кон}$, распределение насыщенности в каждом блоке приближается к нормальному (включая наличие зоны капиллярного поднятия).

В численном примере [2] рассмотрены свойства серии из 50 одинаковых взаимодействующих между собой блоков, имеющих одинаковые физические свойства. В результате показана разница между процессом вытеснения нефти из единичного блока и серии из 50 блоков. Характеристики единичных блоков следующие: высота 3 м; $(1—S_{в.нач}) = 0{,}083$; $K_{о.н} = (S_н^*)^7$; $K_н(S_{в.нач}) = 1{,}26 \cdot 10^{-3}$ мкм^2; $\Delta\rho = 0{,}6$ г/см^3 и $\mu_н = 1$ мПа·с.

Из результатов расчетов с очевидностью следует, что единичным блокам соответствуют более быстрые процессы дренирования, особенно в области более высоких конечных величин нефтеотдачи

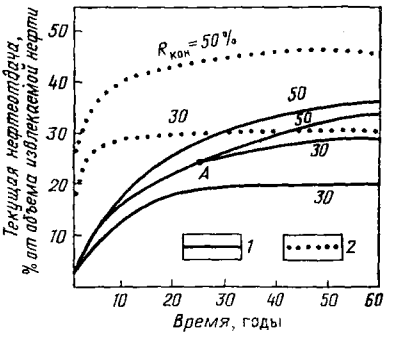


Рис. 10.17. Зависимость текущей нефтеотдачи для времени при различных значениях $R_{кон}$ для случая серии из 50 однородных блоков (*1*) и для единичного блока (*2*) (*A* — резкое увеличение $R_{кон}$)

$R_{кон}$, из-за снижения капиллярного давления при восстановлении начального пластового давления (рис. 10.17). В действительности восстановление давления в пласте может снизить величину капиллярных эффектов.

10.3.1.4. Гравитационное дренирование серии неоднородных блоков

Рассмотрим влияние изменения геометрических размеров блоков и свойств пород на величины перетока и скорости дренирования в серии неоднородных блоков.

Степень взаимодействия α одного блока с другим может варьировать. Кроме того, для каждого из блоков серии связь между скоростью дренирования и средней нефтенасыщенностью соответствует свойственной только ему функции псевдоотносительной проницаемости F.

Параметр F можно аппроксимировать следующим образом:

$$F = (S_н^*)^N - (1 - R_{кон})^N, \tag{10.8}$$

и соответственно отношение скоростей гравитационного дренирования во времени для каждого блока i может быть выражено через отношение уравнений (10.4) и (10.5):

$$\frac{Q_{др\,i}}{Q_{max\,i}} = F\,[\bar{S}_н^*(t),\ R_{кон}(t)]. \tag{10.9}$$

Изменение насыщенности как функция времени при этом описывается выражением

$$\frac{dS_н^*}{dt} = \frac{1}{H_{бл\,i}\,\Phi_i\,(1 - S_{в.нач})}\,[Q_{i-1\,пер\,i} - Q_{др}]. \tag{10.10}$$

Численный пример

а. Интересный эксперимент [2] был выполнен для части залежи, представленной совокупностью из 100 матричных блоков, имеющих среднюю высоту 3 м, но различные физические свойства. Данные, приведенные в табл. 10.2, описывают физические свойства отдельных блоков этой совокупности. Вязкость нефти $\mu_н = 10$ мПа·с, разность плотностей $\Delta\rho = 0{,}6$ г/см^3, $K_н = (S_н^*)^7$.

Таблица 10.2

Проницаемость, 10^{-3} мкм²	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	Объем извлекаемой нефти, % от начального объема
0,20	6,3	58,5	5,0
0,30	7,0	63,0	5,9
0,46	7,8	66,0	6,9
0,63	8,5	70,5	8,1
0,87	9,2	73,5	9,1
1,26	10,0	76,0	10,2
1,70	10,7	77,5	11,1
2,29	11,4	79,0	12,1
5,00	13,3	82,0	14,6
9,55	15,1	84,0	17,0
			100

Расчеты, выполненные для разных $\alpha=0$; 0,25; 1 и двух величин конечной нефтеотдачи $R_{кон}=30$ и 5% показали, как изменяется текущая нефтеотдача во времени (рис. 10.18).

Из приведенных расчетов следует:

вначале скорость дренирования определяется высокопроницаемыми блоками, причем менее проницаемые блоки служат путями фильтрации нефти;

при снижении скорости дренирования всей серии блоков блоки меньшей проницаемости также включаются в процессы дренирования, а на поздних стадиях процесса при очень малых скоростях все блоки оказываются вовлеченными в процесс;

параметр α весьма существенно влияет на вид зависимости нефтеотдачи — время, причем следует отметить, что $R_{кон}$ пропорционально α;

при условии хорошего взаимодействия между блоками ($\alpha=1$) величина конечной нефтеотдачи не изменяется, но зависимость

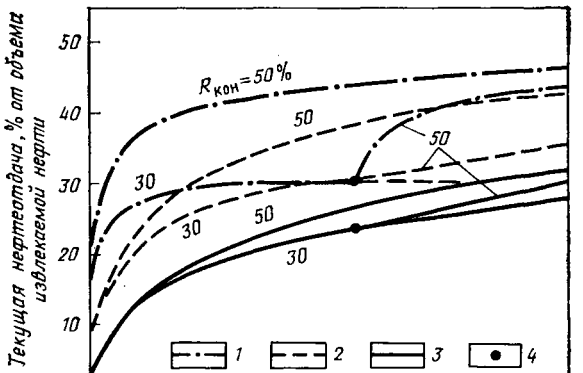


Рис. 10.18. Зависимость текущей нефтеотдачи от времени для серии из 100 блоков при различных уровнях конечной нефтеотдачи $R_{кон}$ и различных α [2]:

1 — $\alpha=0$; *2* — $\alpha=0{,}25$; *3* — $\alpha=1$; *4* — резкое увеличение нефтеотдачи

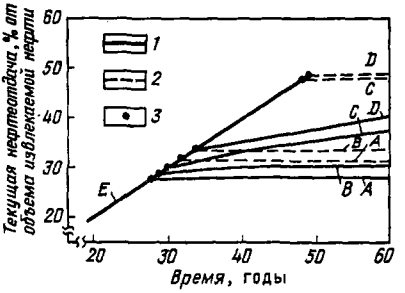


Рис. 10.19. Зависимость нефтеотдачи от времени при различных режимах истощения и наличия или отсутствия взаимодействия между блоками [2]:

A — режим истощения; *B* — начало поддержания пластового давления (через 20 лет после начала разработки); *C* — восстановление пластового давления через 20 лет; *D* — поддержание пластового давления с начала разработки; *E* — линия постоянного отбора (1% в год от запасов). *1* — $\alpha=0{,}75$; *2* — $\alpha=0$; *3* — прорыв газа

нефтеотдачи от времени оказывается весьма чувствительной к величине параметра как при средних значениях ($\alpha=0{,}25$), так и при отсутствии взаимодействия ($\alpha=0$) вообще;

резкое увеличение нефтеотдачи от 30 до 50% после 25-летнего периода дренирования показывает, что при $\alpha=1$ (полное взаимодействие блоков) может быть получено незначительное дополнительное количество нефти, в то время как при $\alpha=0$ (отсутствие взаимодействия) возможно значительное увеличение нефтеотдачи за одинаковый период времени (см. рис. 10.18).

б. Сравнительные расчеты для различных условий выработки одной и той же серии блоков выявили роль блок-блокового взаимодействия. Исследовались случаи: *A* — выработки на режиме истощения; *B* — выработки с началом поддержания пластового давления через 20 лет после начала разработки; *C* — выработки с восстановлением пластового давления через 20 лет; *D* — поддержания пластового давления с самого начала (для $\alpha=0{,}75$ и $\alpha=0$) (рис. 10.19). Годовая добыча принималась постоянной и равной 1% от начального содержания нефти. При режиме истощения нефтеотдача из блока, нефтенасыщенность которого соответствовала кривой капиллярного поднятия, в дальнейшем принималась равной 0.

Следовательно, блоки, расположенные в серии ниже, будучи окруженными газом, давали меньшую нефтеотдачу, чем такие же блоки, но расположенные на более высоком уровне. В рассмотренном примере различия в величинах нефтеотдачи при $\alpha=0{,}75$ и $\alpha=0$ не слишком велики. Восстановление или поддержание пластового давления, начатое на ранней стадии разработки, приводило к заметному увеличению нефтеотдачи по сравнению с величинами ее в периоды восстановления или начала поддержания пластового давления на поздних стадиях разработки.

в. Комментарии к примеру. Так как увеличение нефтеотдачи при закачке газа весьма желательно, понимание и оценка процессов блок-блокового взаимодействия и сопутствующих им явлений приобретают существенное значение при проектировании разработки. Общепринятой процедурой оценки степени взаимодействия является сопоставление реальных данных о разработке залежи с результатами расчетов. В случае разработки залежи на режиме

истощения, когда параметры, характеризующие процесс, не зависят от блок-блокового взаимодействия, сопоставление может быть осуществлено путем изменения высоты блоков в расчетных моделях, так как она влияет на $R_{тр}$ и проницаемость, а следовательно, оказывает влияние и на временной масштаб процессов гравитационного дренирования.

10.3.2. Механизм нефтеотдачи в зоне разгазирования

В зоне разгазирования нефтенасыщенные блоки окружены трещинами, также насыщенными нефтью (см. рис. 10.11), но давление в порах матрицы ниже давления насыщения. Во время истощения залежи происходят различные процессы обмена флюидами между пустотными пространствами матрицы и трещин. Выделившийся из блока газ поднимается вверх по трещинам, в то время как нефть, перемещающаяся в блоке вниз, может замещаться нефтью, находившейся в трещине в относительно ниже расположенных блоках, за счет пропитки.

Считается, что в этой зоне наличие трещиноватости приводит к проявлению особого более сложного механизма вытеснения, отличного от механизма растворенного газа, проявляющегося в коллекторах обычного типа.

Помимо этого упругое расширение жидкости и породы создает условия для: 1) циркуляции нефти за счет конвективных явлений; 2) вытеснения нефти из матрицы в трещину в результате различия плотностей нефти в трещинах и матрице; 3) диффузии газа из нефти, насыщающей матрицу, в нефть, находящуюся в трещинах, за счет более высокой концентрации газа в нефти матрицы и т. п.

10.3.2.1. Циркуляция нефти с учетом *PVT*-свойств

Начальное распределение давления в залежи показано на рис. 10.20. Изменения пластового давления в газовой, нефтяной и водяной зонах являются следствием начального статического равновесия в трещинах и связанного с ним распределения флюидов в блоках матрицы.

На уровне НГНК пластовое давление равно давлению насыщения. Ниже этого уровня давление насыщения может изменяться с глубиной, как в обычных коллекторах (случай *1*), и оставаться постоянным (случай *2*) в пределах всей нефтенасыщенной мощности (что типично для трещинных коллекторов с хорошо развитой связанной сетью трещин). Постоянство $P_{нас}$ с глубиной — следствие развитых конвективных процессов в трещинных коллекторах, возникающих в результате комбинированного влияния градиентов давления и температуры. Под влиянием возрастающего давления нефть сжимается, а при повышении температуры расширяется. Таким образом, в данной системе неравновесное состояние может

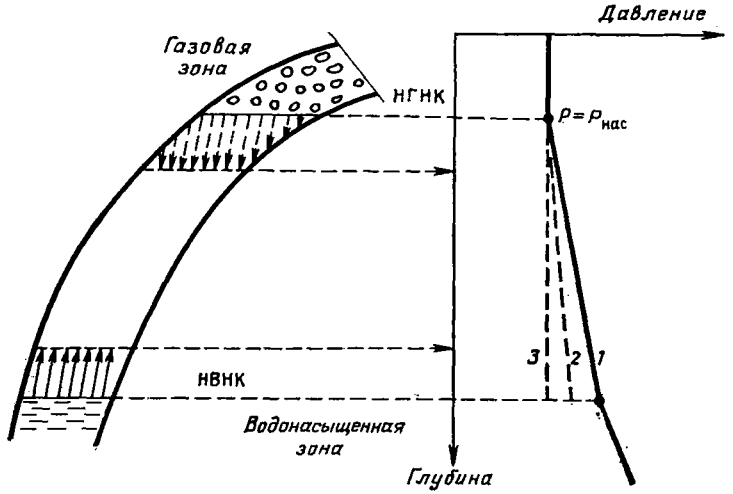


Рис. 10.20. Схема изменения пластового давления с глубиной:
1 — пластовое давление; давление насыщения: *2* — переменное, *3* — постоянное

развиться за счет расширения нефти при увеличении температуры с глубиной, которое уравновешивается ее сжимаемостью за счет роста давления. В результате конвективный перенос, возникающий в залежи, приводит к тому, что более плотная нефть из верхних частей залежи по трещинам быстро перемещается вниз, а более легкая из нижних частей поднимается вверх.

Однородность *PVT*-свойств нефти независимо от глубины — результат непрерывной циркуляции флюидов в трещинах. Такие однородные свойства не характерны для обычных поровых коллекторов, они возможны только при хорошей сообщаемости между трещинами, развитыми во всей залежи.

Если сжимаемость за счет роста давления с глубиной не компенсируется температурным расширением во всей залежи, может сохраниться состояние статического равновесия, не нарушаемое никакими конвективными явлениями. Так, процессы сегрегации нефти идут по всей залежи, что соответственно приводит к тому, что *PVT*-свойства изменяются с глубиной. Зависимость давления от глубины, связанная с изменением $P_{нас}$ с глубиной (см. рис. 10.20, случай *1*), получена в результате изучения глубинных проб нефти.

а. Зависимость сегрегации от конвекции нефти в трещиноватом коллекторе

Под термином «сегрегация» понимается разделение тяжелых и легких компонентов нефти в залежи под действием гравитационных сил. Такое изменение состава нефти должно влиять на величину давления насыщения, которое должно зависеть от глубины.

Аналитически основное соотношение, которое связывает температуру, давление и объем углеводородной жидкости, можно получить из следующих соображений.

1. Изменение объемной массы (в изотермических условиях) вследствие сжимаемости жидкости под действием давления (как принимали Сайди и Голф-Рахт [3]):

$$\delta_T = \delta_0 e^{C\Delta P}, \tag{10.11}$$

где δ_T — объемная масса при постоянной температуре; C — сжимаемость; ΔP — разность давлений.

2. Изобарическое изменение объемной массы сжимаемой жидкости вследствие изменения температуры:

$$\delta_P = \delta_0 e^{\lambda\Delta T}, \tag{10.12}$$

где δ_P — объемная масса при постоянном давлении; λ — коэффициент теплового расширения; ΔT — разность температур.

б. Условия возникновения конвекции и сегрегации

Для нефти данного состава и при известном геотермическом градиенте из уравнений (10.11) и (10.12) следует:

если $\delta_P - \delta_T$ положительно, возникает конвекция;

если $\delta_P - \delta_T$ отрицательно, происходит сегрегация.

$$\delta_P - \delta_T = \delta_0 \left(e^{\lambda T_{гр} Z} - e^{CP_{гр} Z} \right) \text{ или } \delta_P - \delta_T \approx \delta_0 (\lambda T_{гр} - CP_{гр}); \tag{10.13}$$

$$T_{гр} - CP_{гр} > 0 \text{ — конвекция;} \tag{10.14}$$

$$T_{гр} - CP_{гр} < 0 \text{ — сегрегация.}$$

в. Пример

Допустим, что для залежи характерны следующие термобарические условия; $\lambda = 6{,}4 \cdot 10^{-4}$ м^3/м^3/°С, $C = 1{,}45 \cdot 10^{-5}$ м^3/м^3/10^5 Па, $T_{гр} = 0{,}02°$ С/м, $P_{гр} = 0{,}3 \cdot 10^5$ Па/м. В результате имеем: $6{,}4 \cdot 10^{-4} \times 0{,}02 - 1{,}45 \times 10^{-5} \times 0{,}3 = 8{,}45 \cdot 10^{-5} > 0$. Так как результат положительный, *PVT*-свойства нефти по всей залежи одинаковы и давление насыщения не зависит от глубины.

10.3.2.2. Различные концепции вытеснения нефти растворенным газом

Применение обычных методов расчета процесса вытеснения нефти растворенным газом в трещиноватых коллекторах затруднялось невозможностью подгонки математической модели к истории разработки реальной залежи без допущения или очень высоких значе-

ний начальных запасов нефти или крайне эффективного водонапорного режима.

Однако было отмечено, что результаты расчетов по методу материального баланса могут быть сопоставлены с результатами разработки для наиболее вероятной величины начальных запасов нефти при удовлетворительной эффективности вытеснения только в том случае, если допустить, что газонасыщенность зоны разгазирования очень мала, что приводит к высокой эффективности вытеснения нефти газом в газовой зоне.

Дюморе [4] разработал теорию (подтвержденную результатами экспериментов), которая основана на том, что при низких скоростях снижения пластового давления (менее 10^{-7} МПа/с) в пористой среде могут возникнуть явления перенасыщения, т. е. может быть такое давление (давление перенасыщения), при котором газ остается в растворенном состоянии при давлении меньшем давления насыщения (определяемого в обычных лабораторных исследованиях *PVT*-свойств нефти).

Анализ указанного явления приводит к следующим заключениям.

1. Поры больших размеров, характеризующиеся низкими значениями капиллярного давления, должны быть теми пустотами, в которых раньше всего образуется пузырек газа.

2. Из-за перенасыщения возникает градиент концентрации газа в жидкостях, заполняющих бóльшую пустоту и окружающих ее. При этом если скорость снижения пластового давления очень мала, то имеется достаточное время для диффузии газа через жидкость и подпитки газового пузырька. Пузырек газа растет до тех пор, пока не достигнет верхней границы блока, где газ вытеснится в трещину.

3. В течение этого процесса газ вытесняет нефть сначала за счет расширения сферического пузырька, а затем, заполнив некоторое сечение поры, — за счет увеличения объема внутри цилиндрического порового канала. Через некоторое время после выхода газа в трещину в самой крупной поре образуется новый газовый зародыш и повторятся описанные выше процессы. Так происходит до тех пор, пока давление в поре не станет ниже давления насыщения и выше давления перенасыщения.

4. Уравнения в производных разработаны для этого случая с учетом физических свойств жидкостей и закона Фика для нестационарного и стационарного периодов. Предварительные исследования показывают, что при скорости падения давления 10^{-7} МПа/с в неоднородном коллекторе газонасыщенность нефтегазовой зоны не превышает 1%.

5. При наличии диффузионных процессов в недонасыщенных зонах коллектора, т. е. там, где текущее давление насыщения значительно ниже начального, газонасыщенность блоков при переходе их в газовую зону невелика. Напротив, если скорость снижения давления достаточно высока, а область перенасыщения мала и, кроме того, породы более или менее однородны, возникают усло-

вия для проявления процессов диспергирования и классические приемы расчетов процесса вытеснения при режиме растворенного газа пригодны для трещиноватых коллекторов.

Это хорошо объясняет причины, по которым невозможно автоматически, без предварительного выяснения наличия или отсутствия диффузионных явлений переносить методы материального баланса при проявлении режима растворенного газа на трещиноватые коллекторы.

а. Эксперименты и интерпретация их результатов

Целый ряд экспериментов был выполнен Дюморé [4] на прозрачных моделях, допускавших визуальное наблюдение за течением жидкостей и газа. Эксперименты проводились при низких, средних и высоких давлениях на моделях из молотового стекла и блоках Бентхэймского песчаника.

б. Основные эксперименты

В нижние части прозрачных моделей, состоящих из молотого стекла марки «пирекс», насыщенных обусловливающими прозрачность (иммерсионными) жидкостями, вводили через тонкую иглу от медицинского шприца воздух (рис. 10.21, *а*). Газ при различных скоростях нагнетали в модели, состоящие из крупных и мелких частиц стекла (рис. 10.21, *б*), где наблюдали процесс его распространения. Результаты наблюдений позволили сделать следующие выводы:

в грубозернистых моделях образовывалась коническая область (см. рис. 10.21, *а*), по которой газовые пузырьки перемещались вверх (зона диспергирования газа), в мелкозернистых моделях — единичный канал, по которому перемещался газ (рис. 10.21, *б*);

было обнаружено, что газовая фаза не образует неразрывных струй движущегося вверх газа, но часто агломерации небольших взаимосвязанных канальцев могут создавать пути непрерывной фильтрации газа;

в неоднородных по размерам частиц моделях недиспергирующий единичный канал имел более извилистую форму, чем в более однородных моделях;

переход вертикального течения газа от дисперсного к недисперсному типу происходил в ограниченном интервале проницаемости.

Вертикальное течение газа при низких его расходах определялось в основном гравитационными и ка-

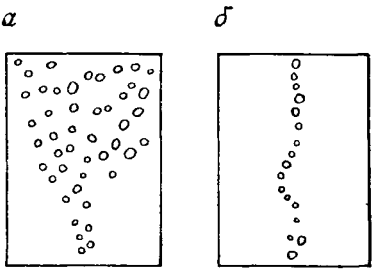


Рис. 10.21. Схематическое изображение потока выделившегося газа:
а — диспергированный поток; *б* — недиспергированный поток

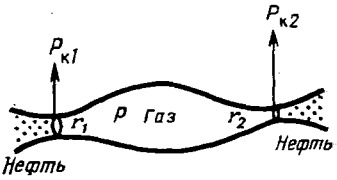


Рис. 10.22. Схема поры, имеющей два сужения (входа) разных радиусов

пиллярными силами, которые противодействовали диспергированию потока.

в. Качественное объяснение явлений диспергирования

Допустим, что газ нагнетается в пористую среду (матрицу), насыщенную жидкостью. Газ, попавший в единичную пору (рис. 10.22), сообщающуюся с другими порами через сужения разных радиусов r_1 и r_2, может ее покинуть только в том случае, если давление внутри данной поры P выше капиллярного давления в сужениях.

Если капиллярные давления в сужениях составляют соответственно $P_{к1}=2\sigma/r_1$ и $P_{к2}=2\sigma/r_2$, то возможны следующие случаи:

когда $r_2 \ll r_1 \longrightarrow P_{к2} \gg P_{к1}$ и если $P > P_{к2}$, наблюдается диспергирование, если $P_{к2} > P > P_{к1}$ — диспергирование отсутствует;

когда $r_2 = r_1 \longrightarrow P_{к2} = P_{к1}$ и если $P > P_{к1}$, наблюдается диспергирование, так как автоматически $P > P_{к2}$.

Из этого упрощенного качественного обсуждения следует:

если поры однородны и характеризуются большим радиусом, что равносильно низким величинам капиллярного давления, процессы диспергирования газа превалируют;

если поры неоднородны и малого радиуса, существует заметная вероятность того, что течение газа будет проходить без заметной его дисперсии.

Если разные капиллярные давления в сужениях записать в виде разности капиллярных давлений

$$\Delta P_к = \frac{2\sigma}{r_1}\left[\frac{r_1}{r_2} - 1\right], \qquad (10.15)$$

то диспергирование будет наблюдаться при низких значениях $\Delta P_к$, а его отсутствие — при высоких значениях $\Delta P_к$.

С учетом функции Леверетта область перехода дисперсного течения к недисперсному может быть выражена капиллярным числом перехода: $\sigma\sqrt{\Phi/K} \approx 0{,}032-0{,}042$ КПа.

г. Масштабные эксперименты

Лабораторные эксперименты были выполнены с использованием различных материалов, при различных давлениях, при насыщении моделей нефтями, содержащими растворенный газ, с целью выявления поведения газа в условиях его выделения в пористой среде.

Пористая среда представляла собой разные фракции молотого стекла, прозрачность которого обеспечивала качественные оценки

поведения газа, или песчаник, при экспериментировании с которым удавалось получить только количественные оценки.

Взаимовлияние жидкости и пористой среды определялось с учетом критического параметра Левереттa $\sigma\sqrt{\Phi/K}$ для оценки переходной области между недиспергирующим и диспергирующим режимами течения.

Давления изменялись от низких (0,37 МПа) до средних (2,1 МПа) и высоких (24,0 МПа). Выделением газа управляли, изменяя скорость снижения давления dP/dt.

Различные варианты экспериментов приведены в табл. 10.3, а обсуждение их результатов основывается на диаграммах (рис. 10.23, 10.24), где сопоставлены различные параметры этих экспериментов.

Таблица 10.3

№ опыта	Тип породы	K, 10^{-3}, мкм^2	Φ	Давление насыщения $P_{нас}$, 10^5 Па	Температура, °С	$R_{г.н}/R_{г.н\,0}$	dP/dt, МПа/с	$\sigma\sqrt{\Phi/K}$, 10^{-1} МПа
1	Молотое стекло	350	0,39	3,7	22	1,5	10^{-6}	1034,2
2	То же	350	0,39	3,7	22	1,5	10^{-7}	1034,2
3	»	15	0,39	3,7	22	1,5	10^{-6}	4826,3
4	»	15	0,39	3,7	22	1,5	10^{-7}	4826,3
5	Песчаник	2		21		1,2		
6	»	2		250				
7	»	2		250			$8\cdot10^{-6}$	

Два основных параметра оказываются определяющими при перенасыщении: кажущаяся средняя газонасыщенность $S_г$ (% от объема пор) и кажущееся давление перенасыщения $P_{п.нас}$. Эти два параметра часто выражают в виде среднего давления нефти в порах $\overline{P}$, которое связано с темпом истощения. Физически давление $\overline{P}$ приблизительно одинаково во всех блоках матрицы, но зависимость этого давления от давления насыщения отлична от этой же зависимости, характерной для ГНК на границе каналов, заполненных газом, и внутри блоков, где сужения пор насыщены нефтью.

Нефть на поверхности контакта наполненных газом каналов позволяет выделяться при давлениях, соответствующих зависимости $R_{г.н}$ от P, полученных при исследованиях PVT в лаборатории. Вне этих каналов нефть не выделяет газ из-за явлений перенасыщения. В процессе добычи часть этого невыделившегося газа, который присутствует в нефти в растворенном виде (и при низких давлениях, как показывают анализы PVT) вследствие процессов перенасыщения, может за счет диффузии переноситься к газонасыщенным каналам и выделяться там из нефти после достижения

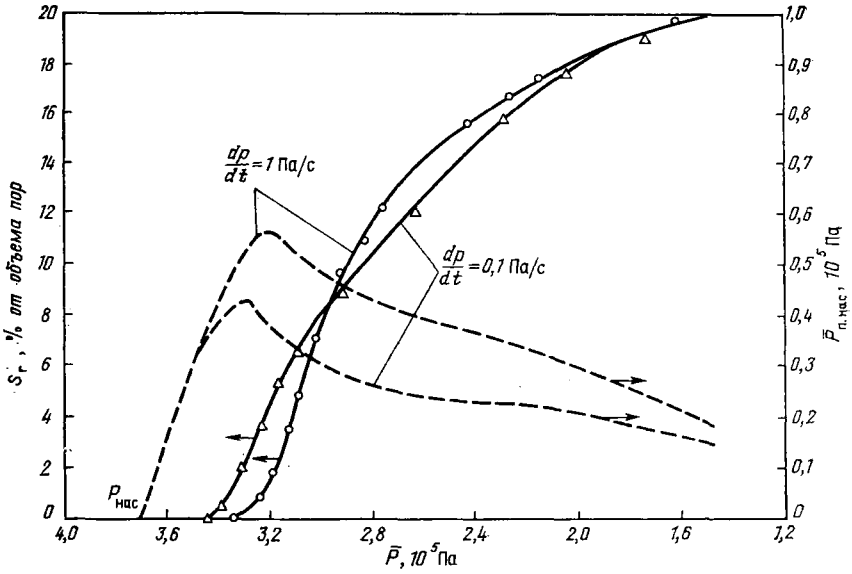


Рис. 10.23. Зависимости средней газонасыщенности $S_г$ и среднего давления перенасыщения $\bar{P}_{п.нас}$ от $\bar{P}$, полученные на модели из молотого стекла проницаемостью 350 мкм² [4]

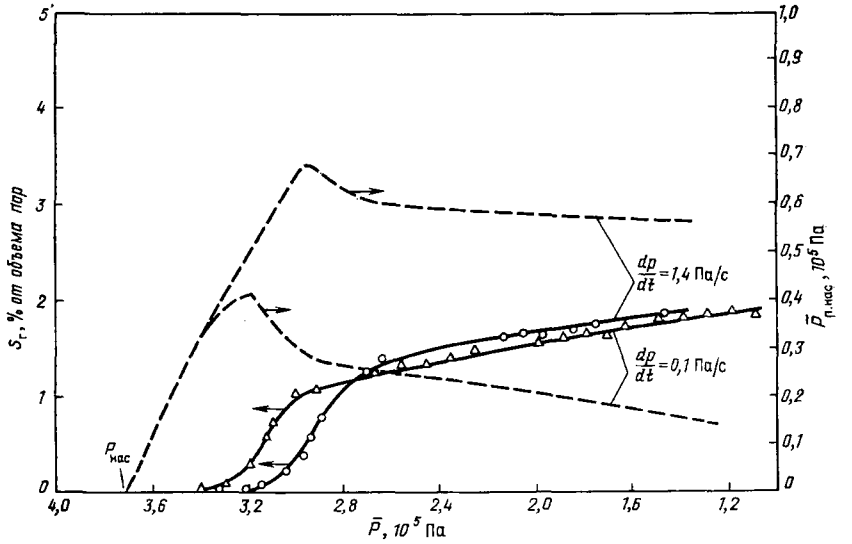


Рис. 10.24. Зависимости средней газонасыщенности $S_г$ и среднего давления перенасыщения $\bar{P}_{п.нас}$ от $\bar{P}$, полученные на модели из молотого стекла проницаемостью 15 мкм² [4]

им ГНК. Газ также может выделяться при наличии пор, направленных к трещинам.

Если в процессе выделения газа в указанных выше специфических условиях скорость снижения пластового давления велика, возникнет неравновесное состояние между поровым давлением и давлением в трещинах. Такое сверхвысокое давление перенасыщения может привести к новому состоянию равновесия только в результате образования в среде новых заполненных газом каналов. Таким образом, становится понятным, что количество заполненных газом каналов, расстояния между ними и средняя газонасыщенность среды зависят от скорости снижения порового давления.

1. Влияние проницаемости K. На рис. 10.23 отражены результаты эксперимента, полученные на модели из молотого песка проницаемостью 350 мкм^2, в виде зависимости средней газонасыщенности $\overline{S_г}$ и среднего давления перенасыщения $\overline{P}_{п.нас}$ при среднем давлении в нефти $\overline{P}$ для различных скоростей снижения давления.

Можно отметить, что независимо от скорости снижения давления (dP/dt) газонасыщенность в обоих случаях достигает величины $S_г=20\%$. Среднее давление перенасыщения $\overline{P}_{п.нас}$ возрастает до некоторого максимума, а затем снижается (см. рис. 10.23). Это свидетельствует о его зависимости от величины dP/dt. Амплитуда максимума возрастает с увеличением скорости снижения давления.

Аналогичный эксперимент, повторенный на модели из молотого стекла проницаемостью 15 мкм^2 (см. рис. 10.24), дал совершенно противоположные результаты.

При увеличении капиллярного давления газонасыщенность $S_г$ уменьшается (ниже 2%), а давление перенасыщения зависит от скорости снижения давления (чем меньше $P_{п.нас}$, тем меньше dP/dt.

2. Влияние скорости снижения давления dP/dt. Скорость падения давления — основной параметр, определяющий диспергированный или недиспергированный характер переноса выделившегося газа.

При очень высоких скоростях падения давления вертикальное туннелирование газа в матрице вообще не развивается, при очень низких же скоростях оно развивается уже на начальной стадии. В последнем случае наблюдалось, что в процессе снижения пластового давления каналы, по которым движется газ, стремятся увеличить свое сечение и на поздних стадиях разработки практически занимают весь объем матрицы.

д. Критические параметры

На основе большого числа экспериментов можно заключить, что наличие или отсутствие диспергирования газовой фазы определяется физическими свойствами матрицы и скоростью падения давления.

1. Параметр Леверетта. В проведенных как на моделях из молотого стекла, так и на моделях из песчаника экспериментах установлено, что величина $\sigma\sqrt{\Phi/K}$ — удобный критерий.

Можно считать установленным, что высокие значения этого параметра, бóльшие некоторой критической величины, соответствуют условиям недиспергирующего течения газовой фазы, а низкие (ниже некоторого критического значения) — условиям диспергирующего течения. Это хорошо совпадает с утверждением, что высокие проницаемость и пористость способствуют проявлениям диспергирования газового потока. Критические значения этого параметра для моделей из молотого стекла составляют $\sigma\sqrt{\Phi/K}=(0{,}032\div 0{,}042)\times 10^3$ Па и для сцементированных коллекторов с межзерновой пористостью достигают $(0{,}042\div 0{,}064)\cdot 10^3$ Па.

Матрица трещиноватых известняков имеет низкую проницаемость $K<1\cdot 10^{-3}$ мкм^2, пустотность (пористость), достигающую 0,2—0,3. Для $\overline{K}=1\cdot 10^{-3}$ мкм^2 и $\Phi\approx 0{,}2$ при σ (газ — нефть) $\approx$ $\approx 5\cdot 10^{-3}$ Н/м критическое значение $\sigma\sqrt{\Phi/K}\approx 5\cdot 10^{-3}\sqrt{0{,}2/10^{-15}}>$ $>0{,}085\times 10^3$ Па, что свидетельствует, как правило, об отсутствии диспергированного течения газа в известняках средней трещиноватости.

2. Скорость падения давления. Эксперименты показали, что условия недиспергирующегося течения сохраняются при скоростях падения давления 10^{-6}—10^{-7} МПа/с, т. е. можно ожидать отсутствие диспергирующего течения газа в случае, если критическое значение $dP/dt\leqslant 10^{-7}$ МПа/с $\approx 3{,}0$ МПа/год.

3. Динамические критерии. Течение газа без дисперсии может происходить при условии, что оно вызвано действием гравитационных и капиллярных сил при отсутствии гидродинамического градиента давления. При проверке этого весьма специфического положения важно не забывать, что в трещиноватых коллекторах течение за счет гидродинамического градиента давления возникает только в трещинах, так как их проницаемость велика, а перепады давления, вызывающие течения, малы. Исходя из того что общий перепад давления в сети трещин близок к 0,2 МПа при довольно больших скоростях течения, для случая радиального потока градиент давления составит

$$\frac{dP}{dr}=\frac{\Delta P}{\ln r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}}\,\frac{1}{r}=\frac{2}{7{,}6}\,\frac{1}{r}, \tag{10.16}$$

где $r_{\text{др}}/r_{\text{скв}}=2000$. При радиусах зоны дренирования, составляющих 10, 100, 1000, 10000 см, градиент составит соответственно $2{,}63\cdot 10^{-3}$; $2{,}63\cdot 10^{-4}$; $2{,}63\cdot 10^{-5}$; $2{,}63\cdot 10^{-6}$ МПа/см. Если сравнить этот градиент с градиентом, соответствующим гравитационным силам при $\Delta\gamma$ (нефть — газ) $=2\cdot 10^{-5}$ МПа/см, станет понятно, что за исключением ограниченной площади около скважины (приблизительно радиусом 10 м) градиент давления, соответствующий перепаду давления при радиальном притоке к скважине, не должен оказывать влияние на вертикальное течение газа.

е. Диффузия газа через нефть, насыщающую матрицу

В целях проверки правильности диффузионной теории были исследованы давления насыщения для целого ряда залежей нефтяных месторождений Ирана. Результаты исследований принимались во внимание только в тех случаях, когда глубинная проба была отобрана из нижней части нефтяной зоны (не из зоны 2 — разгазирования, а из зоны 3 — нефтенасыщенной, см. рис. 10.7). При исследовании глубинной пробы давление насыщения определялось путем непрерывного снижения давления от начального уровня. Полученные различия в величинах давления насыщения могут быть не связаны с циркуляцией, так как процессы циркуляции имеют место только в системе трещин; причем объем трещин мал по сравнению с объемом пор блоков, а дебиты велики. Таким образом, пробы нефти, отобранные из указанных частей залежей, были представительными пробами нефти, поступающей из матрицы в трещины, так что низкие значения давления насыщения пластовой нефти следовало объяснять только проявлением диффузии газа через нефть, заключенную в поровом пространстве блоков.

В частности, было отмечено, что лучшая диффузия в трещинах связана с более низкими давлениями насыщения.

Расчеты, выполненные для ряда залежей Ирана, показали, что для пористых блоков иранских месторождений, наименьшие размеры которых не превышают 1,5—2,0 м, давление насыщения нефти в матрице может упасть на 3,4 МПа за 10 лет разработки. Если описанный выше механизм выявляется в некоторых залежах, то при расчетах в методе материального баланса необходимо учитывать распределение новых давлений насыщения.

Эксперименты показали возможность реализации этого процесса при различных условиях течения.

Некоторые из этих результатов приводятся ниже:

установлено, что лучшие условия (меньшие количества свободного газа) получаются из матрицы меньшей проницаемости (сравните рис. 10.23 и 10.24);

увеличение диффузии наблюдается при меньших скоростях снижения давления (dP/dt) (см. рис. 10.23 и 10.24);

давление перенасыщения возрастает (особенно на начальных этапах истощения) при уменьшении скорости падения давления (dP/dt);

наилучшие условия для диффузии создаются также при снижении давления насыщения.

В период развития диффузии некоторое количество газа выносится из матрицы вместе с жидкостью, поступающей в трещины, где этот газ мгновенно выделяется и всплывает к газовой шапке. Совершенно очевидно, что небольшое количество газа, оставшегося в матрице, увеличивает эффективность течения (вследствие увеличения относительной проницаемости для нефти) по сравнению с процессами, при которых диффузия не играет существенной роли.

ж. Выводы

1. Благодаря особым условиям, возникающим в трещиноватых коллекторах, обычный механизм вытеснения за счет растворенного в нефти газа может видоизмениться (при соблюдении определенных условий) в процессе снижения пластового давления.

2. Если гидродинамические градиенты течения невелики, т. е. не превосходят капиллярные и гравитационные силы, выделение газа может происходить не так, как это описывается для классического случая режима растворенного газа.

3. В последнем случае возникают серии вертикальных газовых каналов и выделяющийся газ может быстро перемещаться к трещинам, окружающим блоки. Такой недиспергирующийся поток выделяющегося газа будет характерен и для газа, оставшегося в растворенном состоянии, причем характерной чертой этого процесса будет наличие давления перенасыщения.

4. Следствиями этого уникального характера не диспергирующегося за счет диффузии потока газа будут:

а) газонасыщенность $S_г$ (% от объема пор) меньше и, следовательно, более высокая относительная проницаемость блоков матрицы для нефти;

б) меньшие скорости снижения давления, в основном связанные с малыми газонасыщенностями блоков.

10.3.2.3. Классический механизм вытеснения (диспергирование выделяющегося из нефти газа)

Внутри пористого блока выделившийся газ может действовать так же, как в классическом случае режима растворенного газа, т. е. поведение свободного газа в матрице будет зависеть от вида функции относительной проницаемости газа.

При $S_г < S_{г,кр}$ свободный газ остается неподвижным, и его расширение приводит к вытеснению нефти из матрицы в трещины. При $S_г > S_{г,кр}$ свободный газ становится подвижным, и внутри единичного блока матрицы механизм вытеснения может быть комбинацией механизма растворенного газа и механизма сегрегации. С этого момента механизм вытеснения может стать более сложным, так как свободный и сегрегированный газ будет покидать матрицу и вытеснять при этом часть нефти из матрицы в трещины.

В то же время снижение нефтенасыщенности матрицы возрастает, нефть из окружающих блок трещин может вновь впитываться в матрицу, причем это повторное насыщение нефтью данного блока снижает нефтеотдачу каждого отдельно взятого блока.

10.3.3. Механизм вытеснения в нефтенасыщенной зоне

Нефтенасыщенная зона в залежах, как правило, расположена ниже зоны разгазирования, между $P = P_{нас}$ и текущим ВНК в трещи-

нах (см. рис. 10.7). Так как в этой зоне газ полностью растворен в нефти, насыщающей как матрицу, так и трещины, основным механизмом нефтеотдачи может быть механизм упругого (однофазного) расширения нефти в матрице под действием перепада давления между матрицей и сетью трещин:

$$\Delta P_{\text{м.тр}} = P_{\text{м}} - P_{\text{тр}}. \tag{10.18}$$

В том случае, когда эффективная сжимаемость определяется суммарным влиянием сжимаемостей воды, нефти и породы, можно записать

$$C_{\text{н.эф}} = C_{\text{н}} + C_{\text{в}} \frac{\Phi_{\text{м}} S_{\text{в.м}}}{\Phi_{\text{м}}(1 - S_{\text{в.м}}) + \Phi_{\text{тр}}} + C_{\text{п.м}} \frac{\Phi_{\text{м}}}{\Phi_{\text{м}}(1 - S_{\text{в.м}}) + \Phi_{\text{тр}}} +$$

$$+ C_{\text{п.тр}} \frac{\Phi_{\text{тр}}}{\Phi_{\text{м}}(1 - S_{\text{в.м}}) + \Phi_{\text{тр}}}, \tag{10.19}$$

но поскольку $\Phi_{\text{тр}} \ll \Phi_{\text{м}}$ и $C_{\text{п.м}} \approx C_{\text{п.тр}}$

$$C_{\text{н.эф}} \approx C_{\text{н}} + C_{\text{в}} \frac{S_{\text{в}}}{1 - S_{\text{в.м}}} + C_{\text{п.м}} \frac{1}{1 - S_{\text{в.м}}}. \tag{10.20}$$

Как отмечалось, сжимаемость трещин незначительна, поэтому весь энергетический ресурс нефтенасыщенной зоны зависит от энергии расширения нефти, содержащейся в матрице.

Объем нефти, добываемой за счет расширения, составляет:

$$\Delta N_{\text{д. з. нас. н}} = V_{\text{н.з.нас.н}} C_{\text{н.эф}} \Delta P_{\text{м.тр}}, \tag{10.21}$$

где

$$V_{\text{н.з.нас.н}} = V_{\text{пор.з.нас.н}} \Phi_{\text{м}}(1 - S_{\text{в.нач}}). \tag{10.22}$$

Дебит нефти, добываемой из матрицы, является функцией геометрических размеров блоков, их физических свойств и перепада давления между трещинами и матрицей (см. рис. 10.8, *б* зона 3).

В упрощенном случае однородных кубических блоков (рис. 10.25) суммарный дебит из n блоков определяется условиями стационарного установившегося течения:

$$n_{\text{бл.м}} = \frac{V_{\text{пор.з.нас.н}}}{a^3}, \tag{10.23}$$

при этом

$$Q_{\text{н.з.нас.н}} = V_{\text{пор.з.нас.н}} \frac{12 K_{\text{м}}}{a^2 \mu} \Delta P_{\text{м.тр}}. \tag{10.24}$$

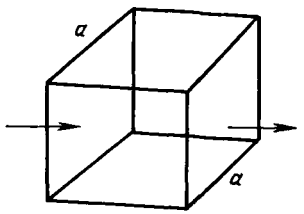


Рис. 10.25. Кубический блок матрицы, насыщенный и окруженный нефтью ($P > P_{\text{нас}}$)

Зависимость $N_д$ и $Q_{н.з.нас.н}$ от времени может быть оценена, если время переходных процессов невелико и псевдостационарный режим течения быстро устанавливается в матрице. Время, необходимое для возникновения стационарного расхода, равно

$$t_{нас} \approx 0{,}5 \frac{a^2 \Phi_м \mu_н C_{н.эф}}{K}.$$

10.3.4. Конвективный перенос в зонах разгазирования и нефтяной

Нефть, содержащаяся в трещинах зоны разгазирования, постоянно обедняется газом при снижении пластового давления. Следовательно, в процессе разработки нефть в разгазированной зоне становится более тяжелой, чем нефть, находящаяся ниже, в трещинах нефтяной зоны (см. рис. 10.10 и 10.26, стадия 1).

Такое распределение плотностей нефти в трещинах приводит к неустойчивости, в результате которой начинается конвективное перемешивание, при котором тяжелая нефть перемещается вниз по трещинам, где (см. рис. 10.26, стадия 2) она оказывается в контакте с более легкой нефтью (содержащей больше растворенного газа), находящейся в блоках матрицы. Расчеты показали, что различие плотностей нефти в матрице и трещинах вызывает конвективное перемешивание внутри матрицы.

Возникновение конвективного перемешивания приводит к заметно бо́льшему переносу растворенного газа из матрицы в трещины по сравнению с тем, как это происходило бы только за счет молекулярной диффузии (см. рис. 10.26, стадия 3).

Вопросы конвективного переноса изучались Рисменом [5, 6], который предложил рассматривать только два крайних случая конвекции.

1. Отсутствие конвекции в нефтяной зоне, причем из этой зоны не извлекаются дополнительные количества растворенного газа, и, как следствие, давление насыщения в трещинах и матрице остается постоянным и равным начальному. Газ поступает в газовую шапку только из зоны разгазирования.

2. Сильная (бесконечно быстрая) конвекция возникает в нефтяной зоне как результат равенства давлений насыщения на каждом уровне пластовому давлению на уровне ГНК. При этом наблюдается максимальный перенос газа из матрицы в трещины.

Эти крайние случаи не реализуются в природе, а результаты иссле-

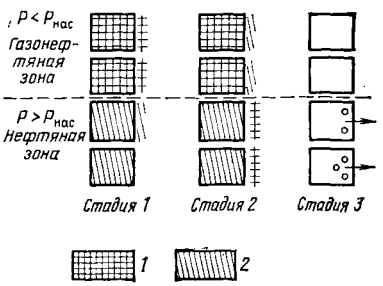


Рис. 10.26. Различные этапы процесса конвекции:
1 — тяжелая нефть; *2* — легкая нефть

дования глубинных проб нефтей показывают, что давление насыщения в них значительно снижено. Это подтверждает то, что конвективный перенос имеет место в нефтенасыщенной зоне.

Конвективный перенос в трещине, обеспечивающий обменные процессы между трещиной и матрицей, также был рассмотрен Писменом [5] на примере вертикальной трещины с шириной раскрытия b, проницаемость которой составляла $K_{тр}=b^2/12$.

а. Основные уравнения

Уравнение материального баланса газа, растворенного в нефти, находящейся в трещине, должно учитывать явления диффузии, конвекции, переноса из матрицы в трещину и аккумуляции:

$$D_{тр}\left(\frac{\partial^2 R_{г.н.тр}}{\partial x^2}\,\frac{\partial^2 R_{г.н.тр}}{\partial y^2}\right)-V_x\frac{\partial R_{г.н.тр}}{\partial x}-V_y\frac{\partial R_{г.н.тр}}{\partial y}+$$

$$+q_{м.тр}=\frac{\partial R_{г.н.тр}}{\partial t}. \qquad (10.25)$$

Уравнение материального баланса растворенного газа в матрице

$$q_{м\text{-}тр}=-\frac{V_м}{V_{тр}}\,\frac{\partial R_{г.н.м}}{\partial t}, \qquad (10.26)$$

где $V_м/V_{тр}$ — объем нефти в матрице на единицу объема трещины.

Было принято, что плотность нефти линейно зависит от $R_{г.н}$:

$$\rho=a^1+b^1R_{г.н},$$

откуда с учетом уравнений (10.25) и (10.26) получим

$$D_{тр}\left(\frac{\partial^2\rho_{тр}}{\partial x^2}+\frac{\partial^2\rho_{тр}}{\partial y^2}\right)-V_x\frac{\partial\rho_{тр}}{\partial x}-V_y\frac{\partial\rho_{тр}}{\partial y}=\frac{\partial\rho_{тр}}{\partial t}+$$

$$+\frac{V_м}{V_{тр}}\,\frac{\partial\rho_м}{\partial t}, \qquad (10.27)$$

$$\frac{V_м}{V_{тр}}\,\frac{\partial\rho_м}{\partial t}=K_м(\rho_{тр}-\rho_м), \qquad (10.28)$$

где $K_м$ — коэффициент переноса.

б. Метод возмущений

Если обмен между матрицей и трещиной отсутствует ($K_м=0$), в трещине высотой H и шириной b (считая ее конвекционной ячейкой) возмущение может быть результатом обратного градиента плотности. Возмущение будет нарастать экспоненциально как $e^{\omega t}$, где ω выражает фактор роста возмущения (рис. 10.27).

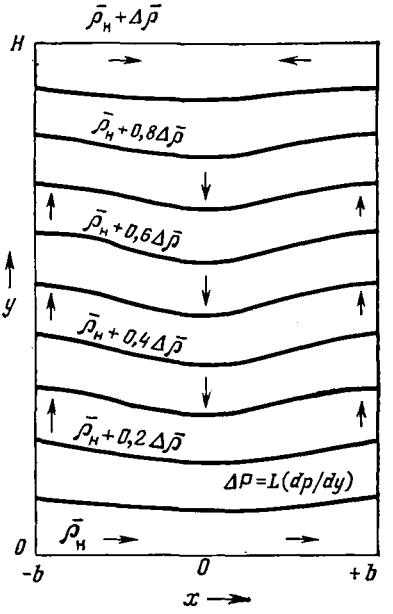


Рис. 10.27. Профили плотностей при синусоидальном возмущении за счет обратного градиента плотности [5]

Фактор ω зависит от физических параметров и должен быть одинаковым как в матрице, так и в трещинах. Таким образом, выражение, описывающее развитие возмущения, имеет следующий вид:

$$\frac{1}{D_{тр}}\left[\omega+\frac{K_м V_м/V_{тр}}{K_м+V_м/V_{тр}}\right]=-(\varepsilon^2+\nu^2)+\frac{\varepsilon^2\nu^2}{\varepsilon^2+\nu^2}, \qquad (10.29)$$

где

$$\varepsilon^2=m\pi/\omega, \qquad (10.30)$$

$$\nu=n\pi/L; \qquad (10.31)$$

$$\chi=\frac{K_{тр}g\,(d\bar{\rho}/d\gamma)}{\mu D_{тр}}. \qquad (10.32)$$

Уравнение (10.29) показывает, что массоперенос определяется параметрами $K_м$ и $V_м/V_{тр}$, т. е. фактор роста возмущения может быть переопределен для случая отсутствия обмена между матрицей и трещиной следующим образом:

$$\omega_н=\omega+\frac{K_м\omega V_м/V_{тр}}{K_м+(\omega V_м/V_{тр})}. \qquad (10.33)$$

Устойчивость и неустойчивость системы с инверсным распределением плотностей по высоте может быть оценена из уравнения (10.29).

Неустойчивость состояния системы соответствует положительным значениям ω, поскольку возмущение будет экспоненциально расти, а при отрицательных значениях ω система останется устойчивой, что будет соответствовать стабильной инверсии плотности.

Итак, из уравнения (10.29) следует, что устойчивость или неустойчивость системы с инверсной плотностью зависит от величины ω: при $\omega>0$ система неустойчива — возмущение возрастает экспоненциально; при $\omega<0$ система устойчива — возмущение затухает; при $\omega=0$ система находится в метастабильном состоянии.

в. Общие замечания

Результаты изменения различных факторов следующие: для $K_м/\omega_н>10$ $\omega/\omega_н=1-K_м/\omega_н$; для $K_м/\omega_н<0{,}5$ $\omega/\omega_н=1/(1+V_м/V_{тр})$.

В обычных случаях приведенные параметры характеризуются следующими порядками величин: $K_м > 10^{-6}$ с$^{-1}$; $50 < V_м/V_{тр} < 100$; $\omega/\omega_н$ — единицы процентов.

Неустойчивость инверсии плотности не зависит от наличия или отсутствия переноса между матрицей и трещиной. Для трещины высотой 300 м горизонтальная протяженность зоны возмущения составляет приблизительно 10 м. Градиент инверсной плотности растет экспоненциально $e^{\omega t}$. Для трещин большой протяженности фактор роста возмущения ω целиком и полностью зависит от $D_{тр}$.

10.3.5. Механизм нефтеотдачи в зоне заводнения

Механизм нефтеотдачи единичного блока матрицы в зоне заводнения, связанной с гравитационными силами и капиллярной пропиткой, детально обсуждался в гл. 9. Если серия вертикальных блоков разделена горизонтальными трещинами, то процесс вытеснения нефти происходит вследствие перемещения ВНК в трещинах. Причем начинается капиллярная пропитка единичных блоков.

Методы моделирования и их физические особенности практически ограничиваются критериями, обсуждавшимися в гл. 9, где показано, что перенос результатов моделирования на месторождение в целом может быть осуществлен разными путями.

10.3.5.1. Экспериментальный подход — метод Маттакса

Характеристики капиллярной пропитки блоков матрицы можно определить при помощи лабораторных экспериментов, в которых учитываются безразмерные критерии подобия:

$$\left[\frac{\sigma}{\mu_в H_{бл}^2}\sqrt{\frac{K}{\Phi}}\,t\right]_м = \left[\frac{\sigma}{\mu_в H_{бл}^2}\sqrt{\frac{K}{\Phi}}\,t\right]_{пл.бл} \qquad (10.34)$$

Таким же путем результаты лабораторных экспериментов, выполняемых на кернах, можно использовать для изучения зависимости нефтеотдачи от времени для серии вертикально расположенных блоков матрицы.

Для решения указанной задачи необходимы основные исходные данные: свойства жидкостей; характеристики блоков — K, Φ, $S_{в.нач}$, $H_{бл}$; характеристики залежи — высота залежи H_t, ее площадь A; скорость перемещения ВНК в трещинах $v_{ВНК}$; в зависимость нефтеотдачи от времени, полученная на основе экспериментальных исследований (рис. 10.28).

Расчеты сводятся к следующему.

Преобразуем зависимость нефтеотдачи от времени, определенную в результате лабораторных экспериментов (см. рис. 10.28) на кернах, в такую же зависимость для залежи в целом при помощи уравнения (10.34), т. е. найдем для зависимости на рис. 10.28 новый масштаб времени:

$$t_{\text{пл.бл}} = \frac{(\sigma/\mu_{\text{в}} H^2_{\text{бл}})_{\text{м}}}{(\sigma/\mu_{\text{в}} H^2_{\text{бл}})_{\text{пл.бл}}} \cdot \frac{[K/\Phi]^{1/2}_{\text{м}}}{[K/\Phi]^{1/2}_{\text{пл.бл}}} \, t_{\text{м}}, \tag{10.35}$$

где индекс м соответствует модельным величинам, а индекс пл. бл— реальному блоку залежи.

Положим, что имеется n блоков, расположенных один над другим (рис. 10.29), и что капиллярная пропитка каждого i-го блока начинается в момент времени $t_{\text{н.нач}}$, зависящий от скорости $v_{\text{ВНК}}$, нефтеотдача как функция времени для всей серии блоков находится путем суммирования нефтеотдач из всех блоков от 1 до n.

Нефтеотдача при капиллярной пропитке выражается в процентах от конечной нефтеотдачи каждого блока (см. рис. 10.28) как функция времени:

$$R_i = f(t - t_{0,\, i-1}),$$

где $t_{0,i-1}$ — время начала капиллярной пропитки в блоке i.

В случае постоянной скорости движения ВНК время

$$t_{0,\, i-1} = \frac{\sum_{i=1}^{i} n_{\text{бл}}}{v_{\text{тр}}}. \tag{10.36}$$

Конечная нефтеотдача для n блоков составит:

$$R_{\text{кон}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} R_i [V_{\text{бл}} \Phi (1 - S_{\text{в.нач}})]_i}{\sum_{i=1}^{n} [V_{\text{бл}} \Phi (1 - S_{\text{в.нач}})]_i} \tag{10.37}$$

или в случае, если размеры блоков равны,

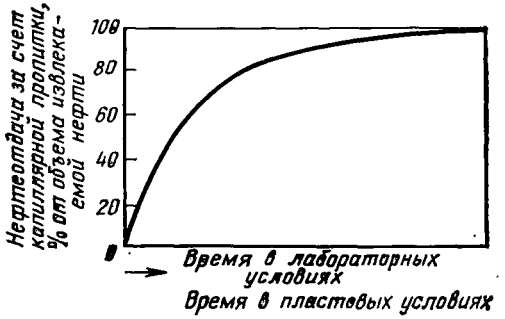


Рис. 10.28. Зависимость нефтеотдачи от времени для единичного блока матрицы

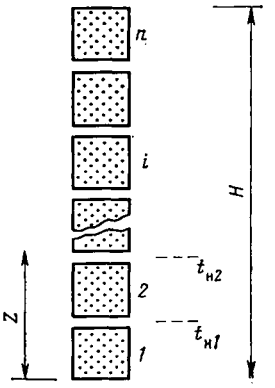


Рис. 10.29. Схема вытеснения нефти водой из вертикальной серии блоков

$$R_{\text{кон}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} R_i, \tag{10.37}$$

где R_i — функция времени.

10.3.5.2. Аналитический метод

а. Модель Аронофского [8]

В вертикально расположенной серии блоков, отделенных трещинами, вытеснение нефти из каждого отдельного блока при подъеме ВНК в трещинах начинается в тот момент, когда вода вступает в контакт с блоком. Как показано в гл. 9, нефтеотдача единичного блока как функция времени может быть описана выражением

$$R = R_{\text{кон}} \left(1 - e^{\lambda t}\right), \tag{10.38}$$

которое получено теоретически. Величина λ может в данном случае рассматриваться как параметр скорости вытеснения, обратный величине $t_{\text{кон}} = 1/\lambda$, т. е. времени, необходимого для получения конечной нефтеотдачи $R_{\text{кон}}$.

В действительности, когда $t = t_{\text{кон}}$, произведение $\lambda t_{\text{кон}} = 1$ и $(1 - 1/e) \approx 0{,}63$.

Для серии вертикально расположенных блоков равных размеров (см. рис. 10.29) количество нефти в каждом блоке составит

$$a_{\text{эф}} H_{\text{бл}} = a\Phi \left(1 - S_{\text{в.нач}}\right) H_{\text{бл}} \tag{10.39}$$

и соответственно для i-го блока

$$N_i = a_{\text{эф}} z_i, \tag{10.40}$$

где $a_{\text{эф}}$ — эффективное поперечное сечение потока в блоке.

Вытеснение нефти начинается в момент времени $t > t_{0.i}$, когда вода вступит в контакт с i-м блоком, и, следовательно, количество извлеченной нефти из i-го блока можно представить в виде

$$N_{\text{д}\,i} = N_i R_{\text{кон}} \left(1 - e^{-\lambda t}\right), \tag{10.41}$$

или

$$N_{\text{д}\,i} = \sum_{i}^{i} R_{\text{кон}} \left(1 - e^{-\lambda t_i}\right) a_{\text{эф}} z_i. \tag{10.42}$$

Если количество извлекаемой нефти представить в виде непрерывной функции уровня z ВНК, уравнение (10.42) примет вид

$$N_{\text{д}\,i} = a_{\text{эф}} R_{\text{кон}} \int_0^z \left[1 - e^{-\lambda (t - t_i)}\right] dz. \tag{10.43}$$

Это же уравнение можно представить в виде зависимости нефтеотдачи от времени (так как $N_P = aHR$):

$$R = \frac{1}{H} R_{\text{кон}} \int_0^t (1 - e^{-\lambda t})\, dt. \tag{10.44}$$

б. Модель Де-Сваана

Расход впитываемой воды на единицу протяженности трещины для одного блока

$$q = aR_{\text{кон}}\lambda e^{-\lambda t}, \tag{10.45}$$

откуда для всего количества блоков берется интеграл от частной производной окружающей водонасыщенности:

$$q_i = a_{\text{эф}} R_{\text{кон}} \lambda \int_0^t e^{-\lambda (t - t_i)} \frac{\partial S_{\text{в}}}{\partial t_i}\, dt. \tag{10.46}$$

в. Другие упрощенные методы

Когда залежь в основном разбита субвертикальными трещинами, а горизонтальные трещины не прерывают течения жидкостей из блока в блок, блоки могут быть представлены идеализированной моделью, которая обсуждалась в гл. 4.

Поскольку в этом случае блоки удлинены в вертикальном направлении, можно считать, что гравитационные силы будут играть главную роль в механизме вытеснения, т. е. дебит будет задаваться следующим выражением:

$$Q = A \frac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} \Delta\gamma. \tag{10.47}$$

При этом все блоки можно разделить на классы по их проницаемости и пористости. Каждому такому классу соответствует определенное содержание нефти, которая будет извлекаться с характерной для данного класса скоростью. С учетом удельного веса блоков данного класса и соответствующих ему Ф, $S_{\text{в.нач}}$, K можно рассчитать общий дебит как сумму дебитов каждого класса:

$$Q = \frac{\Delta\gamma}{\mu_{\text{н}}} \sum_{i=1}^{n} A_i K_{\text{н}\,i}. \tag{10.48}$$

10.4. Некоторые специфические особенности расчетов применительно к трещиноватым породам-коллекторам

10.4.1. Уравнения материального баланса

Уравнения материального баланса для трещиноватых пород-коллекторов, где сосуществует несколько механизмов, обусловливающих вытеснение нефти, должны учитывать взаимодействие как отдельных зон, так и комбинации характеристик всех одновременно проявляющихся механизмов вытеснения.

Уравнения материального баланса в случае, когда в газовой зоне и зоне заводнения действуют различные механизмы вытеснения, — дренирование и капиллярная пропитка, — должны учитывать также механизмы вытеснения, присущие зоне разгазирования и нефтенасыщенной зоне, в которых механизмы вытеснения в очень большой степени зависят от скорости снижения давления и параметров, связанных с пластовым давлением.

10.4.1.1. Уравнение общего материального баланса

Если зоны залежи подобны показанным на рис. 10.7, уравнение материального баланса между накопленной добычей нефти и количеством нефти, вышедшей из порового объема матрицы, может быть выписано для каждой специфической зоны. В пластовых условиях имеем

$$N_{д}B_{н} = V_{г.з}R_{г} + V_{з.з}R_{в} + V_{з.р}R_{г.р} + V_{з.н}R_{упр}, \qquad (10.49)$$

что может быть выражено в виде конечных разностей для интервала времени t как

$$\Delta N_{д}B_{н} = \Delta N_{д.г.з} + \Delta N_{д.з.з} + \Delta N_{Р\,з.р} + \Delta N_{Р\,з.н}. \qquad (10.50)$$

Часто уравнение материального баланса может быть выражено через изменения насыщенностей в блоках матрицы и трещинах. Например:
изменение объема остаточной нефти

$$\Delta V_{н.о} = \Delta [PVS_{н}/B_{н}]; \qquad (10.51)$$

изменение объема свободного газа

$$\Delta V_{г.св} = \Delta [PVS_{г}/B_{г}]; \qquad (10.51)'$$

изменение объема воды

$$\Delta V_{в} = \Delta [PVS_{в}/B_{в}]. \qquad (10.51)''$$

При этом изменение нефтенасыщенности в поровом объеме залежи должно быть связано с изменением содержания свободного газа в газовой зоне и зоне заводнения.

10.4.1.2. Уравнения материального баланса для изолированной зоны

На определенных стадиях разработки изолированные зоны разделяются ГНК, ВНК и различаются особенностями распределения текущих давлений в зависимости от давления насыщения.

Для каждой зоны необходимо знать соответствующие объемы пор, занятые разными флюидами, соответственно $V_{г.з}$, $V_{з.з}$, $V_{г.р}$ и $V_{з.нас.н}$, а также характеристики блоков (их геометрию, высоту, проницаемость, пористость, водонасыщенность и пр.).

Для того чтобы удовлетворить требованиям уравнения (10.50), надо данную стадию разработки охарактеризовать скоростью снижения давления и, следовательно, оценить количество нефти, извлекаемой из каждой отдельно взятой зоны за счет разных механизмов вытеснения.

Уравнения материального баланса для каждой зоны трещиноватой среды можно записать для разных фаз:

для нефти (остаточная текущая нефтенасыщенность RO)

$$\Sigma \text{ изменений } ROM + \Sigma \text{ изменений } ROF = \Sigma \text{ объема } ROT + \\ + \Sigma \text{ объема } ROP; \tag{10.52}$$

для свободного газа (свободный газ FG)

$$\Sigma \text{ изменений } FGM + \Sigma \text{ изменений } FGF = \Sigma \text{ объема } FGT + \\ + \Sigma \text{ объема } FGP - \Sigma \text{ объема } FGI; \tag{10.53}$$

для воды (W)

$$\Sigma \text{ изменений } WM + \Sigma \text{ изменений } WF = \Sigma \text{ объема } WT + \\ + \Sigma \text{ объема } WP - \Sigma \text{ объема } WE - \Sigma \text{ объема } WI. \tag{10.54}$$

В этих уравнениях M и F означают матрицу и трещины, в то время как T, P, E и I — обмен жидкостями, добычу, внедрение и закачку соответственно.

10.4.1.3. Оценка извлекаемых запасов из трещиноватых пород-коллекторов

а. Метод экстраполяции

В том случае, когда залежь разрабатывалась достаточный период времени и за прошедший период разработки получены сведения о падении давления и перемещениях ВНК и ГНК, а также известна накопленная добыча, можно оценить будущие характеристики разработки путем экстраполяции (рис. 10.30). Эти экстраполяции могут делаться на основе зависимостей добычи от времени, текущей добычи от накопленной и т. д. Надежность этого метода ограничена при резких колебаниях текущей добычи, высокой обводненности продукции или высоких газовых факторах.

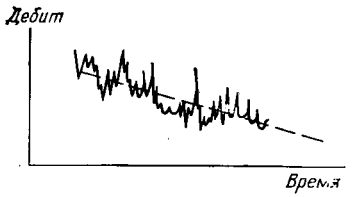


Рис. 10.30. Изменение дебита во времени по промысловым данным

Эта довольно быстрая процедура имеет большую надежность для залежей, добыча нефти из которых характеризуется пластовыми давлениями выше давления насыщения, когда вторгающаяся в трещины вода, с одной стороны, способствует поддержанию пластового давления, а с другой — вытесняет за счет капиллярной пропитки нефть из матрицы.

б. Метод материального баланса

1. Усреднение параметров выработки блоков различных размеров и величины диффузии газа. В этом методе объем внедряющейся воды оценивается с помощью уравнения (10.49), после того как объем выделившегося газа будет перенесен из зоны разгазирования в газовую шапку и газовую зону.

Эффективность вытеснения водой и газом оценивается делением воды, внедрившейся в блок, на объем пор в зоне заводнения и объема внедрившегося газа на соответствующий объем пор. При этом, как правило, в уравнениях содержатся два неизвестных параметра: начальная нефтенасыщенность и давление насыщения, однако совместное решение уравнений материального баланса может быть выполнено методом наименьших квадратов. Более тесную подготовку решения к параметрам, известным за прошедший период разработки, можно осуществить, изменяя размеры блоков и скорость диффузии.

2. Определение на основе данных о предшествующем периоде разработки наиболее вероятных коэффициентов нефтеотдачи за счет внедрения воды и выделения газа. Поскольку полный вклад в нефтеотдачу упругого режима и режима вытеснения за счет выделившегося растворенного газа может быть оценен для каждой заданной величины пластового давления, уравнение (10.50) можно переписать:

$$R_{\text{г}}V_{\text{г.з}} + R_{\text{в}}V_{\text{з.з}} = Q - R_{\text{г.р}}V_{\text{з.р}} - R_{\text{упр}}V_{\text{з.н}} = P'. \qquad (10.55)$$

Разделив уравнение (10.55) на $V_{\text{г.з}}$, а затем умножив на $V_{\text{з.з}}/V_{\text{г.з}}$ получим

$$R_{\text{г}}\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}} + R_{\text{в}}\left(\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}\right)^2 = P'\frac{V_{\text{з.з}}}{(V_{\text{г.з}})^2}. \qquad (10.56)$$

И, если известный период разработки может быть описан X измерениями основных параметров, можно записать

$$R_{\text{г}} \sum_{1}^{X} \frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}} + R_{\text{в}} \sum_{1}^{X} \left(\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}} \right)^2 = \sum_{1}^{X} P' \frac{V_{\text{з.з}}}{(V_{\text{г.з}})^2}. \qquad (10.57)$$

Аналогично

$$XR_{\text{г}} + R_{\text{в}} \sum_{1}^{X} \frac{V_{\text{з.з.}}}{V_{\text{г.з}}} = \sum_{1}^{X} \frac{P'}{V_{\text{г.з}}}. \qquad (10.58)$$

Решая уравнения (10.57) и (10.58), можно оценить наиболее вероятные значения $R_{\text{г}}$ и $R_{\text{в}}$. Применение этого варианта дается в гл. 11.

10.4.2. Процессы миграции углеводородов в трещиноватых породах-коллекторах

Процессы миграции нефти и (или) газа в трещиноватых породах-коллекторах связаны с процессами дренирования и вытеснения смачивающей фазы (воды) несмачивающей фазой (нефтью или газом). Естественно, что в этих процессах капиллярные силы, давление прорыва, размеры пор и их распределение играют существенную роль. Кроме того, различное распределение насыщенностей будет иметь место в пласте в зависимости от того, когда происходила миграция углеводородов: до или после образования трещин.

10.4.2.1. Образование трещиноватости и последующая миграция углеводородов — случай 1

В трещиноватых породах-коллекторах миграция подчиняется законам дренирования в тех случаях, когда блоки матрицы насыщены смачивающей фазой (водой) и окружены трещинами, заполненными мигрирующей нефтью (рис. 10.31). Допуская, с целью упрощения, что коллектор состоит из блоков одинаковой формы и одинаковых размеров, которые характеризуются одними и теми же физическими свойствами, обмен жидкостями между трещинами и матрицей можно исследовать детально.

Снижение водонасыщенности таких блоков зависит от физических свойств слагающих их пород и в первую очередь от кривой капиллярного давления.

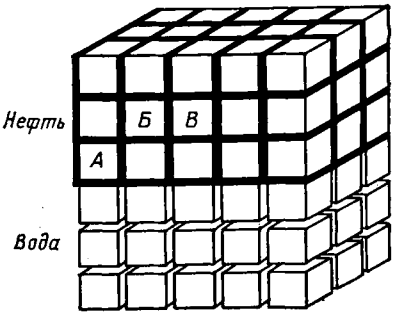


Рис. 10.31. Начальная стадия миграции нефти в трещинный коллектор (трещины заполняются нефтью)

а. Блоки правильной формы — равных $H_{бл}$, но различных физических свойств Ф и К

Если коллектор состоит из блоков одной высоты $H_{бл}$, то в блоках типа А нефтенасыщенность может достигать достаточно высоких значений. Если же блоки представлены породами типа Б, нефтенасыщенность их будет незначительной, а если сложены породами типа В, то только трещины будут содержать нефть. Эти заключения следуют из рассмотрения соответствующих кривых капиллярного давления *А*, *Б* и *В* (рис. 10.32).

Очевидно, что зоны плотных пород могут быть меньше насыщены нефтью, а более проницаемые породы будут содержать бóльшие количества нефти, если высота блоков одинакова для всего коллектора. Линии равной насыщенности следуют линиям равной пористости. В упрощенном случае (рис. 10.33) изолинии нефтенасыщенности совпадают с изолиниями пористости. Так, $S_{нБ}=0$ совпадает с изолинией $Ф_В$, в пределах которой матрица не насыщена нефтью, в то время как изолиния $Ф_Б$ соответствует определенной нефтенасыщенности матрицы, а изолиния $Ф_А$ — еще большей нефтенасыщенности.

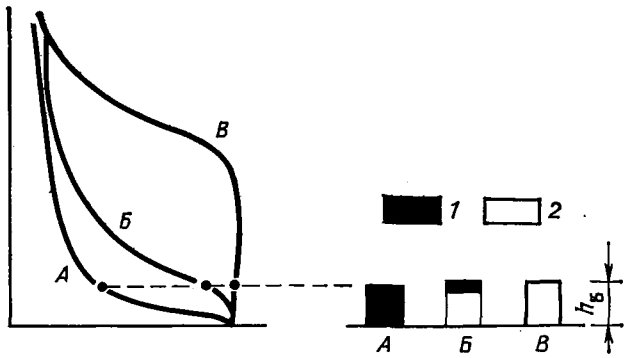


Рис. 10.32. Вторая стадия миграции. Одинаковые блоки по-разному насыщены углеводородами вследствие различия Ф, К и $P_к$:

1 — нефть в матрице; *2* — вода; $А - K_А$, $Ф_А$; $Б - K_Б$, $Ф_Б$; $В - K_В$, $Ф_В$; $\frac{K_А}{Ф_А} > \frac{K_Б}{Ф_Б} > \frac{K_В}{Ф_В}$

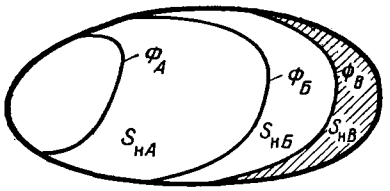


Рис. 10.33. Изолинии насыщенности, определяемые физическими свойствами пород в залежи трещиноватого пласта, состоящей из блоков одной высоты; в заштрихованной зоне не наблюдается внедрение нефти в пористую среду

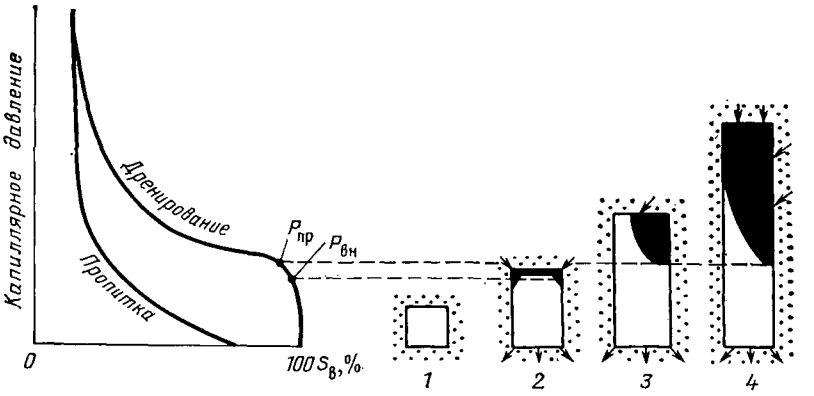


Рис. 10.34. Зависимость дренирования воды при миграции нефти от высоты блоков (*1*, *2*, *3*, *4*) и характера кривой капиллярного давления для случая одинаковых физических свойств, но различных геометрических размеров блоков ($P_{пр}$ — давление прорыва, $P_{вн}$ — давление внедрения)

б. Равные свойства блоков (Ф, К) при разных их высотах ($H_{бл}$)

В случае идентичных физических свойств блоков величины нефтенасыщенности определяются различными соотношениями между высотами блоков и зависимостями капиллярного давления от насыщенности (рис. 10.34). В блоке *1* (маленький блок) нефтенасыщенность равна нулю, она возрастает в блоках *2* и *3*. Особенно высока она в блоке *4*, где $H_{бл} \gg H_{пр\ 4}$.

в. Блоки разной высоты ($H_{бл}$) и различных физических свойств

При формировании трещиноватого коллектора наиболее вероятно образование блоков различной высоты, характеризующихся различными физическими свойствами. Если миграция углеводородов начинается после образования трещин, результаты промыслово-геофизических исследований скважин могут помочь понять процессы, протекавшие в таких залежах во время заполнения ловушки углеводородами.

Рассматривая каротажные диаграммы, представленные на рис. 10.35, можно сделать следующие замечания.

Если высота блоков $h_{бл}$ постоянна, а нефтенасыщенность $S_н$ уменьшается с уменьшением пористости, то объяснение этого следует из тех рассуждений, которые были приведены для блоков *А* и *Б* (см. рис. 10.32). Если породы становятся более плотными, капиллярное давление ограничивает процессы дренирования воды, мигрирующей в ловушку нефти. Это подтверждается изображенными на рис. 10.35 интервалами *1*, *5* и *8*. В случаях *5* и *8* для блоков

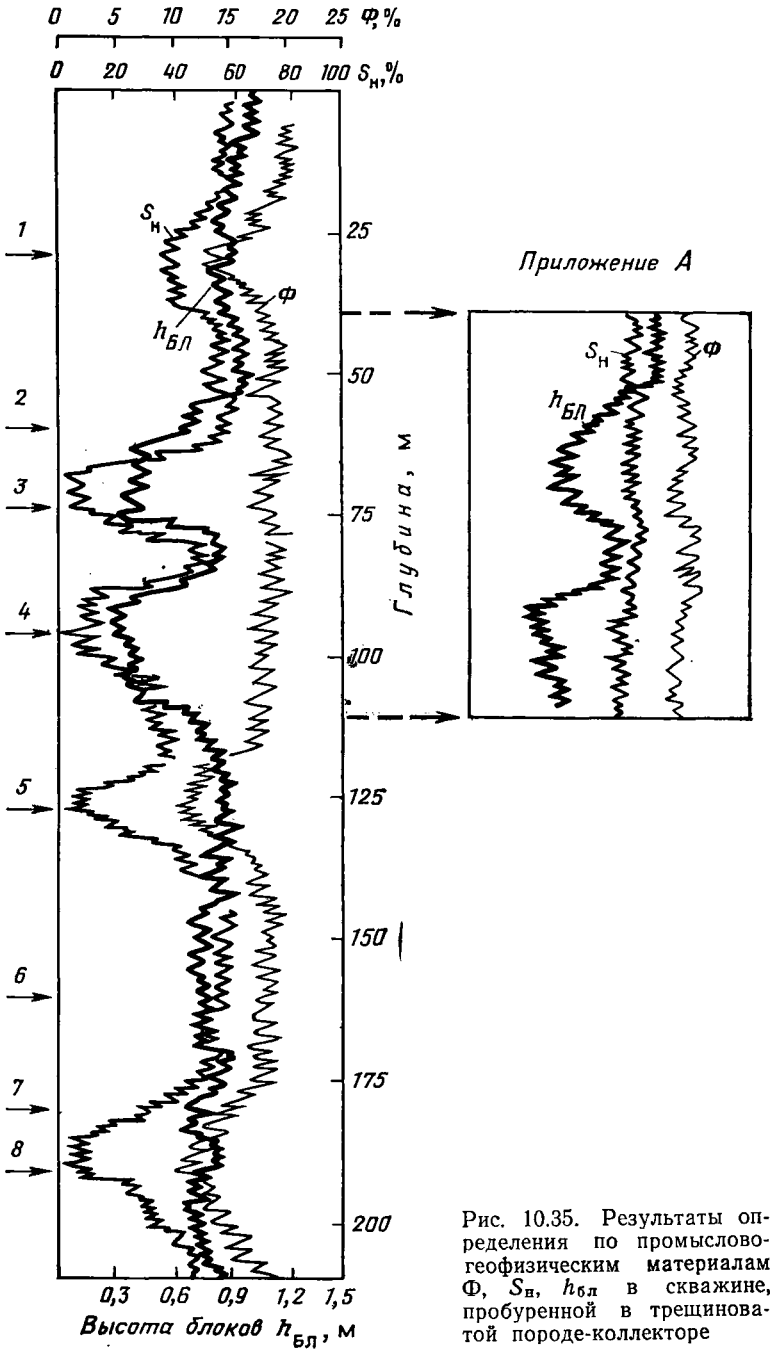


Рис. 10.35. Результаты определения по промыслово-геофизическим материалам Ф, $S_н$, $h_{бл}$ в скважине, пробуренной в трещиноватой породе-коллекторе

высотой $h_{бл}=0{,}77$ м и пористостью $\Phi=12\%$ нефтенасыщенность равна нулю, т. е. они подобны блокам типа *B* (см. рис. 10.32).

С другой стороны, если Ф остается постоянной, $\Phi=18\%$, а густота трещин увеличивается (что соответствует $h_{бл}=0{,}37$—$0{,}46$ м), то это тоже может привести к отсутствию нефти в блоках (см. рис. 10.35, зоны *3* и *4*).

Отсутствие нефтенасыщенности в зонах *3* и *4* соответствует случаям 1 и 2, приведенным на рис. 10.34. Маленькие блоки (по высоте) характеризуются меньшими нефтенасыщенностями в одних и тех же породах в результате противодействия капиллярных сил, препятствующих вытеснению воды нефтью из порового пространства.

10.4.2.2. Миграция и последующее образование трещиноватости коллектора — случай 2

В коллекторах с межзерновой пористостью при миграции различные фазы распределяются в соответствии с характеристиками пород. При наличии фациальных изменений коллектора часто наблю-

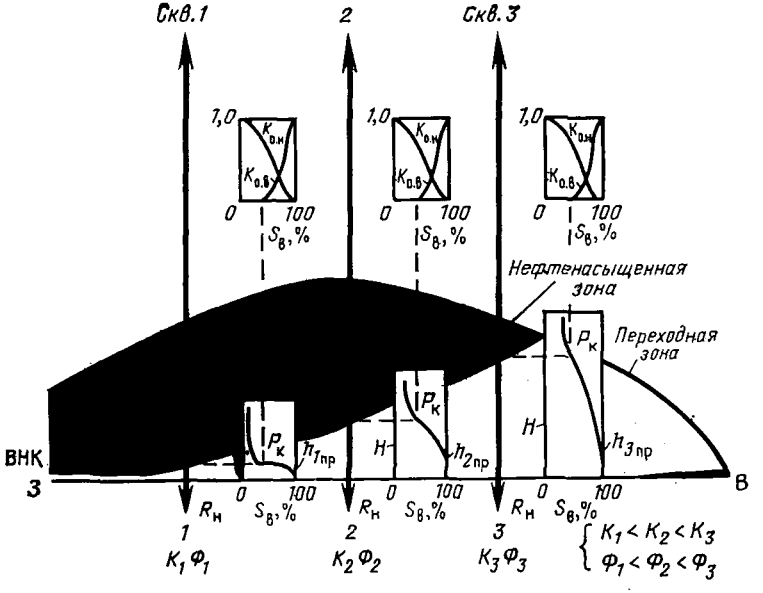


Рис. 10.36. Распределение насыщенности в коллекторе порового типа в зависимости от фациальной изменчивости

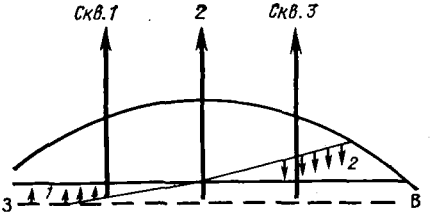


Рис. 10.37. Положение ВНК в трещинах после образования трещиноватости.

Зона *1* — вода вытесняет нефть за счет капиллярной пропитки; зона *2* — нефть вытесняет воду из матрицы

дается наличие переходной зоны, как показано на профиле рис. 10.36.

Породы на восточном крыле профиля (скв. 3) в силу наличия там мелких пор характеризуются высокими капиллярными давлениями и соответственно высокой водонасыщенностью. На западном же крыле наличие крупнопористых разностей пород соответствовало малым капиллярным давлениям, и здесь практически отсутствует переходная зона (скв. 1). Изменение размеров переходной зоны в скв. 1, 2 и 3 четко указывает на наличие фациального замещения с востока на запад.

Допустим, что в более позднюю геологическую эпоху коллектор был разбит трещинами и началось перераспределение жидкостей вплоть до достижения нового равновесного состояния, определяемого наличием взаимосвязей по трещинам.

В трещинах ВНК должен занять горизонтальное положение и углеводороды вынуждены перераспределяться под действием пропитки и дренирования. Схематически случай, рассмотренный выше, отражен на рис. 10.37: углеводороды, вытесняющиеся при впитывании воды, должны мигрировать вверх, в западном направлении (скв. 1), а вниз, в восточном направлении (к скв. 3), будет вытесняться вода. За длительный период геологического времени вновь будет достигнуто равновесное состояние, и нефтенасыщенная зона будет ограничиваться положением ВНК в сети трещин. Нефтенасыщенность зоны будет зависеть от высоты и физических свойств блоков.

Если предположить, что все блоки имеют одинаковую высоту ($h_{бл} > h_{пр\,з}$), нефтенасыщенность блоков будет соответствовать капиллярной кривой. Если, например, коллектор состоит из блоков высотой $h_{бл}$ (правая сторона рис. 10.38), то средняя насыщенность по разрезу каждой скважины будет функцией высоты блоков и высоты капиллярного поднятия в них. Вторая фаза миграции приве-

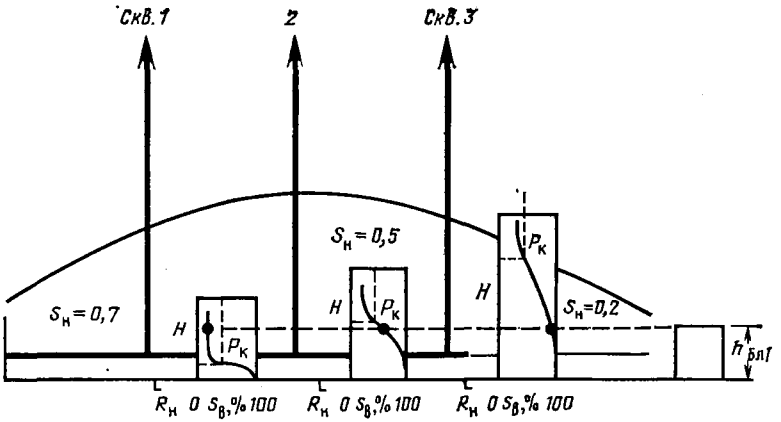


Рис. 10.38. Перераспределение насыщенности после образования трещин

дет к перераспределению насыщенности на восточном участке профиля.

Если блоки имеют малые размеры $h_{бл} < h_{пр\,з}$, нефтенасыщенность в зоне скв. 3 может остаться равной нулю, так как нефть не сможет (после образования трещин) вытеснить воду из малых блоков под действием гравитационных сил, равных $h_{бл}\Delta\gamma$.

Результаты интерпретации промыслово-геофизических данных, представленные на рис. 10.35, показывают, что в зонах *3* и *4* при неизменных физических свойствах матрицы нефтенасыщенность их стремится к нулю из-за малой высоты образовавшихся блоков, что со всей очевидностью указывает на то, что миграция нефти происходила после этапа трещинообразования. Напротив, в зонах *2*, *3* и *4* те же данные (приложение *А*, рис. 10.35) показывают, что $S_н$ не является функцией $h_{бл}$, но зависит от Ф, а это позволяет заключить, что миграция нефти в эту зону происходила до процесса трещинообразования.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

a — размер ребра блока
a' и b' — константы
C — сжимаемость
D — коэффициент диффузии
$F(S)^*_н$ — функция приведенной нефтенасыщенности
h — высота
H — общая высота
$J(S^*_н)$ — функция Леверетта
K — абсолютная проницаемость
$K_м$ — коэффициент переноса
$K_н$ — фазовая (эффективная) проницаемость по нефти
L — длина трещины
m, n — количество ячеек по горизонтали и вертикали
P — давление
q — дебит (объемный расход)
$\overline{Q}$ — безразмерный расход ($Q_{пер}/Q_{max}$)
r — радиус поры
R_i — функция зависимости нефтеотдачи от времени i-го блока в серии
$R_{г.\,н.\,тр}$ — растворимость газа в нефти, находящейся в трещинах
$R_{г.\,н}$ — растворимость газа в нефти
S — насыщенность
$S^*_н$ — приведенная насыщенность
t — время
v — скорость
$V_{тр}$ — объем трещин
$V_м$ — объем нефти в матрице
Z — высота по оси z
ВНК — водонефтяной контакт
ГНК — газонефтяной контакт
НВНК — начальный водонефтяной контакт
НГНК — начальный газонефтяной контакт
α — параметр взаимодействия
δ_0 — начальная объемная масса жидкости
δ_p — объемная масса жидкости при постоянном давлении
δ_T — объемная масса жидкости при постоянной температуре
ε — пространственная частота плотности распределения
$\varphi_м$ — пористость матрицы
χ — число Ралейха
λ — коэффициент теплового расширения
μ — вязкость
ρ — плотность
$\underline{\rho}$ — неизменная плотность
σ — межфазное натяжение
Ф — пористость (пустотность)
ω — фактор роста возмущения среды

ИНДЕКСЫ

бл — блок
бл. м — блок матрицы

в — вода
в. м — вода в матрице
г — газ
г. св — свободный газ
г. з — газовая зона
г. р — растворенный газ
гр — гравитационный
др — дренирование
д — добытый
з. з. — зона заводнения
к — капиллярный
м — матрица
м. тр — матрица—трещина
н — нефть
н.з. нас.н — нефть в нефтенасыщенной зоне
о. г. — относительная для газа
пер — переток
п з. нас.н — поры в нефтенасыщенной зоне
пор. з. нас. н — поровый нефтенасыщенной зоны
п. м — поры—матрица
пл. бл. — пластовый блок
п. нас — перенасыщение
п. у — псевдоустановившийся
пр — прорыв
реинф — реинфильтрация
ст — статическое
ст. нач — начальное статическое

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Mattax C. C.* and *Kyte J. R.*, 1962. Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water Drive Reservoir. Soc. Petr. Eng. J. (June), p. 177—184; Trans. AIME, vol. 225.

2. *Saidi A. M.* and *Tehrani D. H.*, 1980. Mathematical Simulation of Fractured Ruservoir performance, based on Physical Model Experiments 10th World Petroleum Congress.

3. *Saidi A.* and *Van Golf-Racht T. D.*, 1971. Consideration on basic producing mechanisms in fractured reservoir. Revue de l'institut Français du Petrole (December), p. 1167—1180.

4. *Dumorè J. M.*, 1972. Development of gas saturation during solution-gas drive in an oil layer below a gas cap. Soc. of Petroleum Engineers Journal, AIME, (Sept.)

5. *Peaceman D. W.*, 1976. Convection in a Fractured Reservoir — The Effect of Matrix-Fissure Transfer on the Instability of a Density Inversion in a Vertical Fissures, Soc. Petroleum. Eng. J. (October), p. 269—279.

6. *Peaceman D. W.*, 1976. Convection in a Fractured Reservoir Numerical Calculation of Convection in a Vertical Fissure, Including the Effect of Matrix — Fissure Transfer. Soc. Petroleum Eng. J, AIME (October), p. 281—301.

7. *Aronofsky J. S., Masse L.* and *Natanson S. G.* A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix due to Water Invasion in Fractured Reservoir. J. Pet. Tech., AIME, (January), p. 17—19.

Глава 11

ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

11.1. Введение

Аналитические решения уравнений, описывающих течение флюидов в трещиноватых коллекторах, как показано в гл. 6, предназначены для изучения относительно простых задач одномерного или радиального течения одной или двух фаз. Более сложные задачи могут быть решены при помощи численных методов.

Различные математические модели течения (в трещиноватых коллекторах) разработаны службами вычислительной математики нефтяных компаний. Из публикаций известно о существовании спе-

циальных моделирующих программ, разработанных и предлагаемых потребителям компаниями, занимающимися компьютерным обслуживанием. Такие компании, будучи чисто коммерческими предприятиями, обычно не открывают широкой публике информацию о применяемых ими программах.

Здесь мы ограничимся рассмотрением способов численного моделирования, известных из профессиональной и научной литературы, что вовсе не свидетельствует о превосходстве этих способов перед другими. В задачу этой главы также не входит сравнение точности и эффективности различных моделей и алгоритмов.

Детали методов численного моделирования не представляют интереса для специалистов-разработчиков, которые непосредственно не занимаются вопросами численного моделирования. Тем, кто интересуется такими деталями, можно рекомендовать обратиться непосредственно к оригинальным работам, что будет более эффективно.

С точки зрения количества участвующих в процессе фаз все численные модели можно разделить на: а) модели однофазных течений; б) модели двухфазных течений; в) модели трехфазных течений; г) модели многокомпонентных течений.

Модели более высокого ранга можно использовать для решения более простых задач, например, математическую модель двухфазного течения — для решения задач, связанных с однофазным потоком. Однако, как правило, такой путь менее эффективен, чем использование специально разработанных для данных конкретных целей численных моделей.

С точки зрения моделирования характеристик залежи модели можно разделить на следующие классы:

а) модели единичных блоков;

б) дискретные модели для ограниченного количества блоков и трещин;

в) модели трещиноватого коллектора (залежи), использующие континуальные уравнения.

Модели единичных блоков по сути совпадают с моделями, разработанными для обычных коллекторов. Причем условия, реализующиеся в трещинах, окружающих блок, используются как граничные условия в модели.

Дискретные модели представляют залежь как неоднородную формацию. Трещины и блоки характеризуются различными свойствами путем задания особых граничных условий на границе трещина — блок.

В моделях, основанных на использовании уравнений течения, сформулированных для непрерывных сред, перенос жидкостей из трещин в блоки и обратно описывается функциями источник — сток в терминах уравнений сохранения массы в каждой из сред — трещинах и блоках. В некоторых моделях эти функции вычисляются внутри программы, где они заданы в явной или полуявной форме как функции зависимых параметров, причем функция источника является частью решения задачи. Другие модели требуют, что-

бы функции источник — сток, функции переноса блок — трещина были определены apriori при лабораторных исследованиях на кернах либо с использованием математических моделей единичных блоков, или из анализа разработки конкретных залежей и вводились в ЭВМ как исходные данные.

Общим для всех моделей, описываемых здесь, является допущение о том, что течения и в трещинах и в блоках подчиняются закону Дарси.

11.2. Модели течений

11.2.1. Модель однофазного течения

Специальная идеализированная модель трещиноватой породы-коллектора, основанная на упрощающих допущениях Уоррена и Рута, была принята Каземи [1] при создании математической модели двумерного радиального течения. Модель представляет продуктивную скважину (рис. 11.1), разрабатывающую несколько горизонтальных участков пласта, разделенных трещинами так, что линии тока и в матрице, и в трещинах сходятся к скважине. Горизонтальные трещины представлены одной эквивалентной трещиной в качестве первого упрощения. Ниже приводятся другие упрощающие допущения, касающиеся характеристик коллектора и условий течения.

а. Матрица коллектора характеризуется высокой емкостью пустот и низкой проводимостью, в то время как трещины, напротив, характеризуются малой емкостью и высокой проводимостью.

б. Как результат предыдущего условия поток жидкости к стволу скважины обеспечивается в основном по трещинам.

в. Течение неустановившееся.

г. Залежь горизонтальная, матрица и трещины однородны и изотропны.

Основные уравнения:

для матрицы

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial \psi}{\partial r}\right)+\frac{\partial^2 \psi}{\partial Z^2}=\frac{\Phi_1 \mu C_1}{K_1}\frac{\partial \psi}{\partial t}; \tag{11.1}$$

для трещин с раскрытостью δ

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(K_2 r\frac{\partial \psi}{\partial r}+\frac{K_1}{\delta/2}\left(\frac{\partial \psi}{\partial Z}\right)_{Z=\delta^+/2}\right)=\Phi_2 \mu C_2\frac{\partial \psi}{\partial t}, \tag{11.2}$$

где δ^+ обозначает величину δ на границе раздела трещина — блок, а потенциал равен

$$\psi=\rho(0)\left[\int_0^P \frac{dP}{\rho(P)}+gZ\right]. \tag{11.3}$$

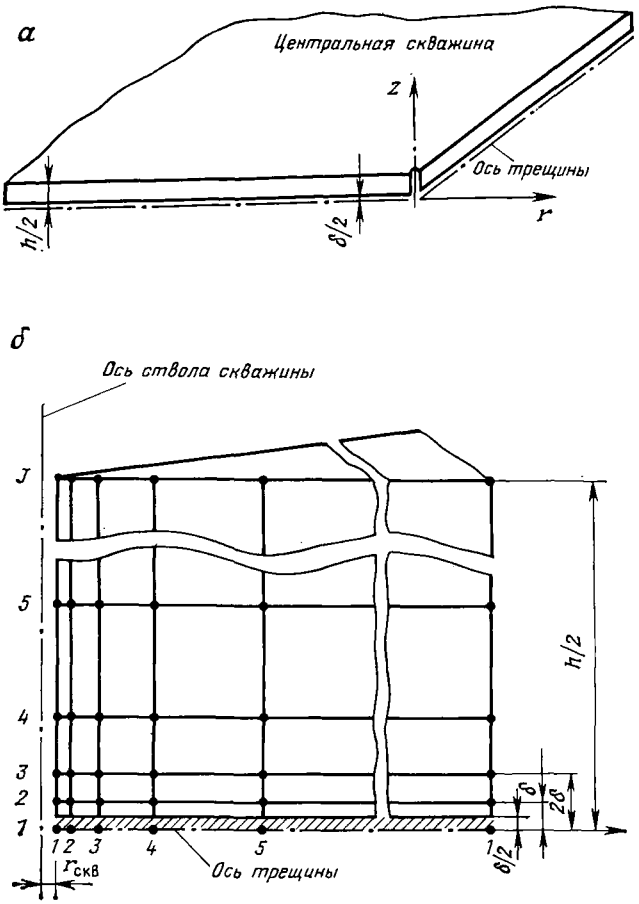


Рис. 11.1. Модель трещинного коллектора по Каземи [1]:
а — скважина и коллектор; *б* — модель коллектора

При численном решении уравнения (11.3) Каземи пренебрегает гравитацией и заменяет Ψ на P.

Граничные условия:

а) осесимметричного течения в блоках, которые соответствуют области применимости уравнения (11.1),

$$\frac{\delta}{2} < Z < \frac{h}{2} \text{ для } r_{скв} < r < r_{конт};$$

б) осесимметричного течения в трещинах, которые соответствуют области применимости уравнения (11.2),

$$0 < Z < \frac{\delta}{2} \text{ при } r_{скв} < r < r_{конт};$$

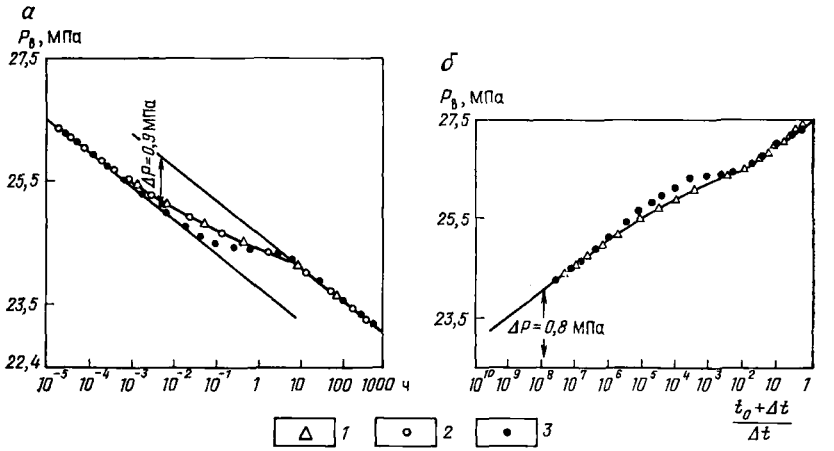


Рис. 11.2. Сравнение результатов численного моделирования по Каземи и решения Уоррена и Рута [1]:

а — снижение давления; *б* — восстановление давления.
1 и *2* — модель Каземи для ограниченной залежи (фильтрация газа: *1* — только по трещинам, *2* — по трещинам и блокам); *3* — модель Уоррена — Рута для бесконечной залежи

в) дебит трещин высотой δ составляет

$$\frac{\partial \psi}{\partial r} = -\frac{q_и B}{K_{тр}} \frac{1}{\pi r_{скв} \delta} \text{ при } 0 < Z < \frac{\delta}{2}; \quad r = r_{скв};$$

г) перенос жидкости к границе трещина — блок, осуществляющийся в вертикальном направлении,

$$\frac{\partial \psi}{\partial r} = 0; \quad \delta/2 < Z < \frac{h}{2}; \quad r = r_{скв}; \quad r = r_{конт}.$$

Модель применялась для анализа гидродинамических исследований скважин, и результаты расчетов процесса восстановления давления сравнивались с решениями Уоррена и Рута (рис. 11.2). Единственное различие между решениями Каземи и Уоррена — Рута состояло в появлении переходной зоны между начальной стадией добычи и асимптотой эквивалентного однородного коллектора. Это различие вызвано функцией переноса, принятой Каземи, в отличие от квазистационарной функции, принятой Уорреном и Рутом. Вся поверхность (блоков и трещин или только трещины) участвует в фильтрации. Это не влияет на результаты из-за резкого контраста между незначительной проводимостью блоков $K_1 h_1$ и очень высокой проводимостью трещин $K_2 h_2$.

11.2.2. Двухфазные модели

11.2.2.1. Теоретические основы

Каземи [2, 3] разработал трехмерную модель двухфазного течения нефти и воды в системе скважин для трещиноватого коллектора.

Уравнения течения получены в континуальном приближении, при котором перенос жидкости между трещиной и блоком представлен квазистационарной функцией источника — стока, пропорциональной разности потенциалов.

С учетом закона Дарси и материального баланса в единичном объеме коллектора течение в трещинах описывается выражением

$$\frac{\Phi_2}{B_i}\frac{\partial S_{2i}}{\partial t} + \frac{S_{2i}\Phi_2}{B_i}(C_2 + C_1)\frac{\partial \psi_{2i}}{\partial t} - \operatorname{div}\left(\frac{K_2 K_{02i}}{\mu_i B_i}\operatorname{grad}\psi_{21}\right) +$$

$$+ \frac{K_1 K_{01i} s}{\mu_i B_i}(\psi_{2i} - \psi_{1i}) - q_i \xi (X - X_0) = 0, \qquad (11.4)$$

где индекс i означает водяную (в) и нефтяную (н) фазы; индекс 1 относится к матрице, а 2 — к трещинам. Обозначение s отражает геометрию элементов матрицы и, следовательно, влияет на обмен фазами между матрицей и трещинами. Проводимость в этом случае выражается:

для трещин

$$\lambda_{2i} = \left(\frac{KK_{0i}}{\mu_i B_i}\right)_2; \qquad (11.5)$$

для блоков матрицы

$$\lambda_{1i} s = \left(\frac{KK_{ir}}{\mu_i B_i}\right)_1 S = \lambda'_{1i}. \qquad (11.5)'$$

Потенциал Ψ_i, масса ρ_i и объемный коэффициент B_{ni} определяются следующими зависимостями:

$$\psi_i = P_i + \rho_i g Z; \quad \rho_i = \rho_0 [1 + C_i (P_i - P)];$$
$$B_i = B_{0i} [1 - C_i (P_i - P)], \qquad (11.6)$$

где q_i — дебит или расход на единичный объем ячейки X_0.

С учетом тех же обозначений течение в блоке матрицы получим в виде

$$\frac{\Phi_i}{B_i}\frac{\partial S_{1i}}{\partial t} + \frac{S_{1i}}{B_i}\Phi_1 (C_1 + C_i)\frac{\partial \psi_{1i}}{\partial t} - \frac{K_1 K_{0\,1i} s}{\mu_i B_i}(\psi_{2i} - \psi_1) = 0. \qquad (11.7)$$

Уравнения (11.4) и (11.7) записаны в полунеявной форме в виде конечных разностей и решаются с использованием методов Гаусса — Зейделя. Элиминационный метод Гаусса рекомендуется использовать при больших временных шагах, а один из методов SOR, ADIP или SIP — при числе узлов, превышающем тысячу.

Модель можно легко использовать для расчета процессов пропитки с учетом гравитационных сил, фазовых проницаемостей и изменений коллекторских свойств.

11.2.2.2. Применение модели Каземи [2]

Модель Каземи применялась для расчетов пяти точечных элементов и залежи, дренируемой пятью скважинами. В модели трещиноватого коллектора, дренируемого пятью скважинами, принималось, что скважины расположены вдоль центральной оси X, угол падения пласта вдоль оси X составляет 5°. Каждый элемент сетки считался содержащим 25 блоков матрицы, что составляло 1625 матричных блоков во всем рассматриваемом объеме (рис. 11.3).

Параметры модели (Каземи [2]) следующие: $K_1=1{,}0\cdot10^{-3}$ мкм^2, $K_2=21$ мкм^2, $\Phi_1=0{,}20$, $\Phi_2=0{,}10$, $s=0{,}743\cdot10^{-4}$ м^2, $C\Phi_2=C\Phi_1=0{,}21\cdot10^{-7}$ МПа$^{-1}$, $\mu_в=1$ мПа·с, $\mu_н=2{,}0$ мПа·с, $\rho_в=1{,}027$ кг/м^3, $\rho_н=833$ кг/м^3, $B_в=1{,}0$ при $P=0$ МПа, $B_в=0{,}976$ при $P=55$ МПа, $B_н=1{,}0$ при $P=0$ МПа, $B_н=0{,}92$ при $P=55$ МПа, $P_{нач}=27{,}82$ МПа; размеры блока матрицы: 30,5×30,5×27,5 м; геометрия сетки: 13×5×1; $\Delta x=\Delta y=152{,}4$ м; $h=0{,}3048$ м; дебит добывающих скв. 1—5 составляет 159 м^3/сут; дебит внедряющейся в залежь воды на линии скв. 1, 3, 5 — 445 м^3/сут.

Результаты расчетов показаны в виде профилей насыщенности вдоль осевой линии X (рис. 11.4) и изменения водонефтяного фактора (ВНФ) в скв. 1, 3, 4 и 5 во времени (рис. 11.5).

11.2.2.3. Моделирование капиллярной пропитки блока [3]

Моделирование процесса капиллярной пропитки трещиноватых образцов было проведено с помощью двухмерной, двухфазной математической модели. Геометрия блоков матрицы в модели допускалась как цилиндрической, так и прямоугольной, т. е. подобной форме искусственных образцов, описанных в гл. 9, разделе 9.5.2.3; результаты экспериментов приведены на рис. 9.65.

Течение в трещинах описывалось уравнением

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_{2xв}\frac{\partial\psi_{2в}}{\partial x}\right)-T_{1в}(\psi_{2в}-\psi_{1в})+q_в B_в\zeta(X-X_0)=\Phi_2\frac{\partial S_{2в}}{\partial t}, \tag{11.8}$$

где компоненты по Z заменялись на

$$\frac{\partial}{\partial z}\left(\lambda_{2zв}\frac{\partial\psi_{2в}}{\partial z}\right)=-T_{1в}(\psi_{2в}-\psi_{1в}). \tag{11.9}$$

Уравнение течения в матрице имело вид

$$T_{1в}(\psi_{2в}-\psi_{1в})=\Phi_1\frac{\partial S_{1в}}{\partial t}, \tag{11.10}$$

где $\lambda_{1xв}=0$, а

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\lambda_{1zв}\frac{\partial \psi_{1в}}{\partial t}\right)$$

заменялось на

$$T_{1в}(\psi_{2в}-\psi_{1в}). \qquad (11.11)$$

На рис. 11.6 приведены результаты одного из опытов в виде зависимости нефтеотдачи и обводненности продукции от объема нагнетаемой воды для образца песчаника Береа размером 2,54××7,62 см, первоначально насыщенного нефтью на 100%. Вода закачивалась с относительно низким расходом — 1,07 см³/ч. Из приведенного графика видно, что результаты расчетов хорошо согласуются с экспериментальными данными.

Основные исходные данные: $A=4{,}76$ см²; $L=7{,}55$ см; $PV=6{,}62$ см³; $K=97\cdot10^{-3}$ мкм²; $\Phi=0{,}185$; $q=1{,}07$ см³/ч; нефть — дизельное топливо; вода — раствор соли, 2 г/л; $\mu_н=4{,}6$ мПа·с; $\mu_в=1{,}0$ мПа·с; $S_{о.в}=0$. Экспериментально измеренные капиллярные

11.3

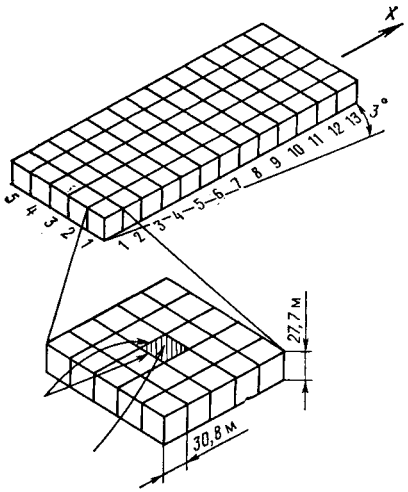
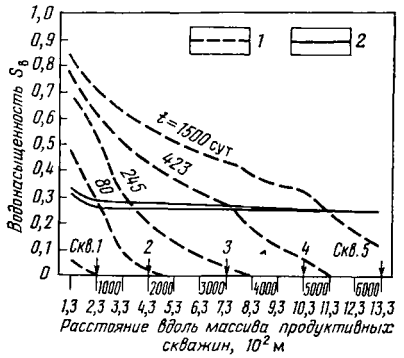


Рис. 11.3. Модель залежи: расположение ячеек и вид ячейки трещиноватой среды [2]

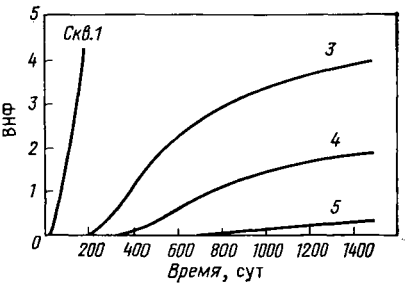
Рис. 11.4. Распределение насыщенности вдоль массива добывающих скважин на различные периоды времени [2]:
1 — в трещинах; *2* — в матрице

Рис. 11.5. Изменение ВНФ во времени в добывающих скважинах как результат их расположения вдоль по восстанию пласта [2]

11.4



11.5



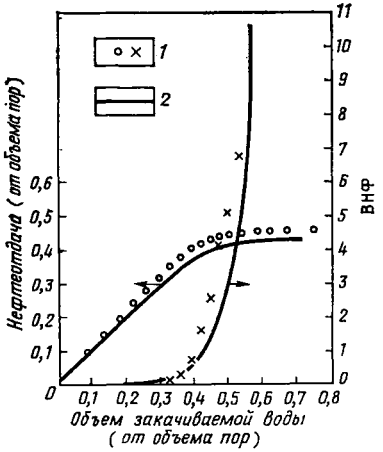


Рис. 11.6. Зависимость нефтеотдачи и ВНФ от объема закачиваемой воды [3]:
1 — экспериментальные данные; *2* — результаты расчета

кривые, характеризующие матрицу, похожи на те, которые использовались в численной модели, в то время как функции относительных проницаемостей при численном моделировании вычислялись из выражений:

для матрицы

$$K_{\text{о.в}} = S_{\text{в}}^3,$$

$$K_{\text{о.н}} = (S_{\text{н}} - S_{\text{о.н}})^3;$$

для трещин

$$K_{\text{о.в}} = S_{\text{в}}, \quad K_{\text{о.н}} = 1 - S_{\text{в}}.$$

11.2.2.4. Моделирование капиллярной пропитки Клеппом [4]

Дифференциальные уравнения для нефти и воды Клепп получил аналогичным образом в координатах x, y:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(CK\frac{K_{\text{о.н}}}{B_{\text{н}}\mu_{\text{н}}}\frac{\partial P_{\text{н}}}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left[CK\frac{K_{\text{о.н}}}{\mu_{\text{н}}B_{\text{н}}}\left(\frac{\partial P_{\text{н}}}{\partial y} - \rho_{\text{н}}g\right)\right] + q_{\text{н}} =$$

$$= \Phi\frac{\partial}{\partial t}(S_{\text{н}}/B_{\text{н}}); \qquad (11.12)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[CK\frac{K_{\text{о.в}}}{B_{\text{в}}\mu_{\text{в}}}\left(\frac{\partial P_{\text{н}}}{\partial x} - \frac{\partial P_{\text{к}}}{\partial x}\right)\right] + \frac{\partial}{\partial y}\left[CK\frac{K_{\text{о.в}}}{B_{\text{в}}\mu_{\text{в}}} \times\right.$$

$$\left.\times\left(\frac{\partial P_{\text{н}}}{\partial y} - \frac{\partial P_{\text{к}}}{\partial y} - \rho_{\text{в}}g\right)\right] + q_{\text{в}} = \Phi\frac{\partial}{\partial t}(S_{\text{в}}/B_{\text{в}}). \qquad (11.13)$$

Производные $dK_{\text{о.н}}/dS_{\text{н}}$ и $dK_{\text{о.в}}/dS_{\text{в}}$ представляют собой наклон кривых относительных проницаемостей; член, учитывающий влияние капиллярного давления, представлен некоторой функцией насыщенности, связанной с кривыми капиллярного давления. Модель допускает как последовательное, так и одновременное решение.

Решение путем последовательных приближений заключается в следующем: комбинируя уравнения (11.12) и (11.13), в левой части уравнения получают выражения, являющиеся функцией единственной переменной — давления, при этом в правой части сокращаются все члены, содержащие насыщенность. После каждого решения относительно насыщенности новые значения приписывают-

ся давлению и насыщенности. Так поступают до тех пор, пока не будет удовлетворен критерий сходимости по давлению или насыщенности.

Одновременное решение для давления и насыщенности находят, изменяя нелинейный член так, чтобы получить уравнения давления и насыщенности для воды и нефти.

Сравнивая обе эти модели, можно отметить, что первая приводит к удовлетворительным и быстрым решениям, но менее стабильна, иногда не удается добиться быстрой сходимости. Вторая модель всегда приводит к сходимости и поэтому более предпочтительна, ее отрицательной стороной является то, что она требует в 4 раза большего объема памяти, чем первая.

11.2.3. Трехфазная модель

11.2.3.1. Модель Дю-Прея [5]

Модель основана на общих допущениях:

а) непрерывность обеспечивается тем, что течение в трещинах подчиняется закону Дарси, а обмен жидкостями между матрицей и трещинами описывается функцией переноса;

б) течение жидкости в трещинах происходит при пренебрежимо малых капиллярных давлениях;

в) функция переноса может быть оценена независимо и представлена в модели в виде параметра, зависящего от времени, или при некоторых условиях может оцениваться (вычисляться) внутри модели параллельно с расчетом нового распределения насыщенности в трещинах.

Сохранение массы трех фаз в трещинах (индекс 2) выражается следующим образом:

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial}{\partial t}(\Phi_2 S_{в2}\rho_в) + \nabla(\rho_в \vec{u}_{в2}) + C_в + q_в = 0;\\
&\frac{\partial}{\partial t}(\Phi_2 S_{н2}\rho_н) + \nabla(\rho_н \vec{u}_{н2}) + c_н + q_н = 0;\\
&\frac{\partial}{\partial t}(\Phi_2 S_{г2}\rho_г) + \nabla(\rho_г \vec{u}_{г2}) + \nabla(\rho_{г.р}\vec{u}_{нг}) + c_г + q_г = 0,
\end{aligned} \tag{11.14}$$

индекс г. р означает растворенный газ; $c_в$, $c_н$ и $c_г$ — функции переноса флюидов между блоками и трещинами; q — дебит отбора — закачки на единицу массы; $\vec{u}$ — сокращенное обозначение выражения Дарси:

$$\begin{aligned}
\vec{u}_{вz} &= -K_2 \frac{K_{о.в\,z}}{\mu_в}\nabla[P_2 + \rho_в g z];\\
\vec{u}_{нz} &= -K_2 \frac{K_{о.н\,z}}{\mu_н}\nabla[P_2 + (\rho_н + \rho_{г.р})\,gZ];\\
\vec{u}_{гz} &= -K_2 \frac{K_{о.г\,z}}{\mu_г}\nabla[P_2 + \rho_г g Z].
\end{aligned} \tag{11.15}$$

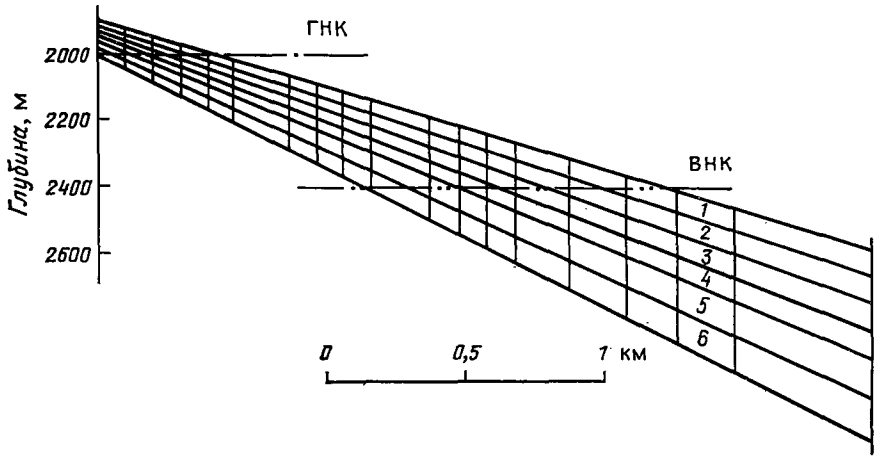


Рис. 11.7. Упрощенный профиль моделируемой залежи (*1—6* — слои) [5]

Капиллярное давление в трещинах пренебрежимо мало. Уравнения в конечных разностях решаются в два этапа: на первом шаге — относительно давления при насыщенности, считаемой зависимым параметром, оцениваемым в конце каждого шага по времени, а затем, на втором этапе, — относительно насыщенности.

Пример [5]. Залежь (рис. 11.7) переменной мощности от 100 м в верхней части до 450 м на уровне ВНК, этаж нефтенасыщенности 400 м, ограничен в верхней части небольшой газовой шапкой. Начальные запасы нефти $21 \cdot 10^6$ м^3. Основные исходные данные: $\Phi_2 = 0{,}3\%$, $K_2 = 1$ мкм^2, $\Phi_1 = 11\%$, $K_1 = 10^{-2}$ мкм^2, $S_{в.нач} = 30\%$, $h_{бл} = 3$ м, $\rho_н = 0{,}8251$ г/см^3, $P_{нас} = 25{,}2$ МПа, $P_{нас}/\Delta h = 0{,}02$ МПа/м, $B_н = 1{,}8$ (на уровне ГНК), $ГФ = 285$ м^3/м^3 (на уровне ГНК).

При моделировании размер ячеек составлял 100×500 м, размеры блоков принимались равными $18 \times 17 \times 6$. Скважины обозначались символами P_i, причем в скобках указывался их дебит (м^3/сут) для различных слоев, как, например: P_1 (150 — слои *5, 6*); P_2 (150 — слой *2*); P_3 (150 — слой *6*); P_4 (200 — слои *3* и *4*).

Через 400 дней вода подходит к скважине P_3, обводненность которой очень быстро возрастает до $WC = 80\%$. Через 1620 дней пластовое давление во всей залежи снижается ниже давления насыщения. Полученное при этом распределение насыщенностей показано на рис. 11.8.

Свойства единичного блока моделировались набором функций переноса соответственно местоположению блока в зонах газовой, разгазирования или заводнения. Функции переноса вводились как внешние данные в численную модель.

Пример функции переноса [5]. Моделирование блока, окруженного водой, нефтью и газом, соответственно для зон заводнения, разгазирования и газовой описано ниже.

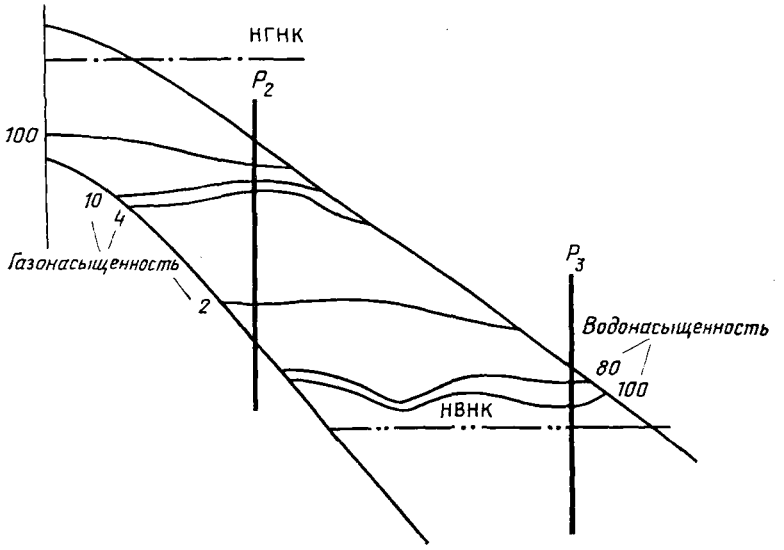


Рис. 11.8. Распределение насыщенности в трещинах по линии вертикального разреза, проходящего через скв. P_2—P_3, полученное через 1620 сут [5]

а. Нефтенасыщенный блок, окруженный водой

Блок матрицы высотой 6 м насыщен нефтью вязкостью $\mu_н = 0{,}953$ мПа·с и плотностью $\gamma_н = 0{,}765$ г/см^3, окружен водой вязкостью $\mu_в = 0{,}620$ мПа·с и плотностью $\gamma_в = 1{,}140$ г/см^3. Расчеты проводились для трех различных величин проницаемости матрицы: $10 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$ и $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и двух функций капиллярного давления $P_к(S)$ и $3\,P_к(S)$ при постоянной скорости снижения пластового давления 0,55 МПа/год и постоянном давлении прорыва $P_{пр} = 0{,}0048$ МПа.

Изменение зависимости нефтеотдачи от времени вследствие вариаций проницаемости и капиллярного давления представлено на рис. 11.9.

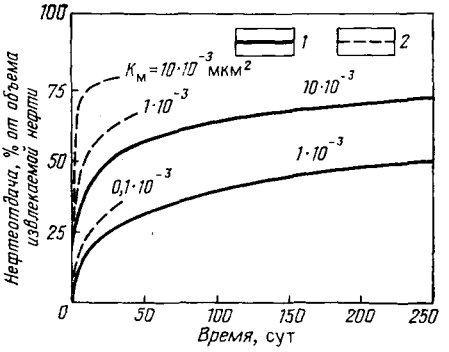


Рис. 11.9. Зависимость нефтеотдачи от времени для нефтенасыщенных блоков, окруженных водой, при различных проницаемостях матрицы и различном проявлении капиллярных сил [5]:
1 — $P_к(S)$; *2* — $3P_к(S)$; $K_м$ — проницаемость матрицы

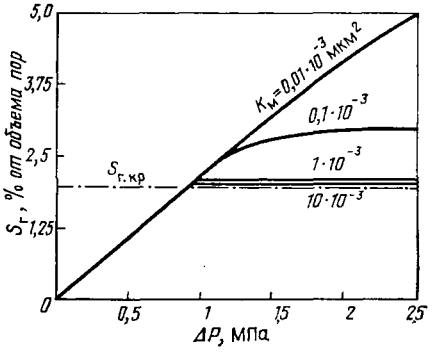


Рис. 11.10. Изменение газонасыщенности во времени при режиме растворенного газа в блоках матрицы различной проницаемости, окруженных нефтью, при постоянной скорости снижения пластового давления [5]

Если порода блока матрицы высотой 6 м характеризуется высокими значениями капиллярного давления, максимальная нефтеотдача достигается в течение одного месяца вместо восьми и более при низких величинах капиллярного давления.

б. Нефтенасыщенный блок, окруженный нефтью

Рассматривается блок тех же размеров. Характеристики нефти: $P_{нас}$=25,26 МПа; $\mu_н$=0,24 мПа·с; γ=0,63 г/см^3; $ГФ$=280 м^3/м^3; коэффициент усадки $B_н$=1,55; газа: $B_г$=3,9·10^{-3}; $\gamma_г$=0,28 г/см^3; $\mu_г$=0,02 мПа·с.

Для скорости снижения пластового давления в залежи dP/dt=0,55 МПа/год давление прорыва $P_{пр}$=0,0002 МПа, изменение газонасыщенности матрицы во времени приведено на рис. 11.10.

Результаты расчетов особенно интересны, так как они выявляют роль вторичной пропитки. Снижение нефтенасыщенности (эквивалентно газонасыщенности) в блоках очень низкой проницаемости (K=0,01·10^{-3} мкм^2) возрастает, так как вторичная пропитка блоков нефтью весьма незначительная. При проницаемости порядка 0,1·10^{-3} мкм^2 и насыщенности выше критической нефть, вытесняемая из блока, компенсируется вторично впитываемой нефтью, создавая видимость стационарной насыщенности.

Если проницаемость выше 1·10^{-3} мкм^2, критическая газонасыщенность является верхней границей возможной нефтеотдачи.

11.2.3.2. Модель Розена [6]

Математическая модель Розена характеризуется следующими основными чертами: моделированием течения в сети трещин и представлением процессов переноса между матрицей и трещинами функциями переноса. Причем перенос жидкости в трещину представлен как источник, а из трещины — как сток. В результате снижения пластового давления происходит расширение жидкости в матрице — сток. Гравитационное вытеснение и капиллярная пропитка представлены как источник, если жидкость выносится из матрицы, и как сток, если жидкость поступает в матрицу. Кроме того, блоки матрицы классифицируются в зависимости от величины пористости следующим образом:

1) водонасыщенный блок — характеризуется очень низкой пористостью и высокой водонасыщенностью, а также способностью продуцировать воду в трещины;

2) нефтенасыщенный блок — характеризуется высокой пористостью, высокой нефтенасыщенностью и способностью продуцировать в трещины нефть.

а. Общая процедура

Для всего трещинно-порового объема суммарный вклад нефте- и водонасыщенных блоков в перенос представлен обобщенным источником. Каждый отдельно взятый источник представлен тремя конкретными источниками: воды, газа и нефти — и тремя производными по P, $S_{\text{г.тр}}$ и $S_{\text{в.тр}}$. Конкретный источник $Q_{\text{н.м}}$ нефти представляется суммой текущего значения на данном шаге и погрешности, возникшей на предыдущем шаге счета.

б. Случай блока, окруженного газом

Вытеснение нефти из нефтенасыщенного блока, окруженного газом, происходит за счет дренирования и может быть задано функцией нефтеотдачи от времени.

Обозначив время дренирования через $t_{\text{б}}$ с учетом начальной газонасыщенности $S_{\text{г.нач}}$, текущее значение газонасыщенности матрицы на шаге $n+1$ можно представить выражением

$$S_{\text{г.м}}^{n+1} = S_{\text{г. нач}} + S_{\text{г.тр}}^{n+1}[R(t_{\text{б}}^{n+1}) - S_{\text{г.нач}}], \tag{11.16}$$

где $R(t_{\text{б}})$ — нефтеотдача за время $t_{\text{б}}$, которое задается выражением

$$t_{\text{б}}^{n+1} = \frac{1}{S_{\text{г.тр}}^{n+1}}\{S_{\text{г.тр}}^{n}(t_{\text{б}}^{n} + \Delta t) + (S_{\text{г.тр}}^{n+1} - S_{\text{г.тр}}^{n})[\Delta t + R^{-1}(S_{\text{г.нач}})]\}. \tag{11.17}$$

Взаимообмен жидкостями выражается через $S_{\text{г.тр}}$ как

$$Q_{\text{н.м}} = Q_{\text{н.м}}^{*} + \frac{\partial Q_{\text{н.м}}}{\partial P_{\text{н}}}\Delta P_{\text{н}} + \frac{\partial Q_{\text{н.м}}}{\partial S_{\text{г.тр}}}\Delta S_{\text{г.тр}}. \tag{11.18}$$

где $Q_{\text{н.м}}^{*}$ — дебит источника при постоянном давлении в нефти и постоянной газонасыщенности трещин.

в. Нефтенасыщенный блок, окруженный водой

Ниже приводятся уравнения, аналогичные уравнениям (11.16) и (11.17):

$$S_{\text{в.м}}^{n+1} = S_{\text{в.нач}} + S_{\text{в.тр}}^{n+1}[R(t_{\text{б}}^{n+1}) - S_{\text{в.нач}}]; \tag{11.19}$$

$$t_{\text{б}}^{n+1} = \frac{1}{S_{\text{в.тр}}^{n+1}}\{S_{\text{в.тр}}^{n}(t_{\text{б}}^{n} + \Delta t) + (S_{\text{в.тр}}^{n+1} - S_{\text{в.тр}}^{n})[\Delta t + R^{-1}(S_{\text{в.нач}})]\}. \tag{11.20}$$

г. Комментарии

В моделях Розена полунеявный расчет трещинно-матричных источников представляет собой устойчивую процедуру для расчета положения контактов и давления в трещинах. Гистерезисные эффекты, характерные для насыщенности матрицы, при этом также учитываются.

д. Пример расчета

Гипотетическая залежь (рис. 11.11) имеет газовую шапку и подстилается водой. Петрофизические характеристики и свойства жидкостей следующие.

Объем газовой шапки		$132 \cdot 10^6$ м^3
Начальные запасы нефти в пластовых условиях		$270 \cdot 10^6$ м^3
Начальное пластовое давление на ГНК		20,7 МПа
Начальное положение ГНК		1600 м
Начальное давление насыщения		20,7 МПа
Начальное положение ВНК		1966 м
		2118 м
Давление	1,72 МПа	36,2 МПа
Объемный фактор нефти	1,15	1,60
» воды	1,03	1,02
» газа	1,01	0,0006
Газовый фактор нефти	100	1000

Из залежи добывается 15 899 и 11 924 м^3/сут. Пластовое давление за 500 дней снижается до 2,275 МПа.

Рассматриваются два случая:

1. Случай A — закачка $5{,}66 \cdot 10^6$ м^3/сут газа в газовую шапку.
2. Случай B — закачка $(2{,}4 \div 2{,}83) \cdot 10^6$ м^3/сут газа в газовую шапку (что равно объему растворенного газа, выделяющегося из добываемой нефти).

Залежь моделировалась простой сеткой 2×25 так, что оба крыла залежи сообщались через общую газовую шапку (рис. 11.12). В расчетах были приняты упрощенные кривые относительных проницаемостей, типичные для трещиноватого коллектора, в котором

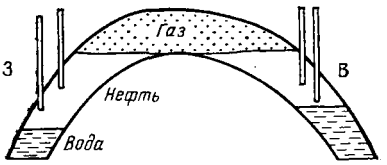


Рис. 11.11. Гипотетическая залежь нефти с газовой шапкой и подстилающей водой [6]

Рис. 11.12. Модель гипотетической залежи [6]

11.13

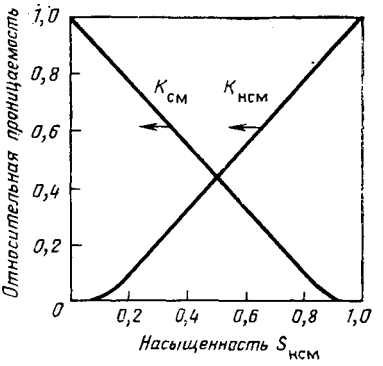
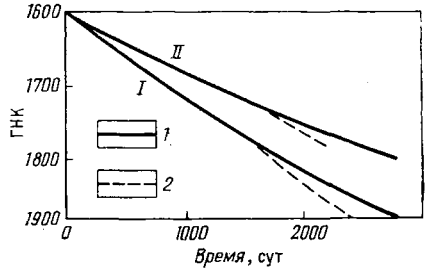


Рис. 11.13. Зависимость относительных фаз ($K_{см}$ и $K_{нсм}$) от насыщенности несмачивающей фазой $S_{нсм}$ [6]

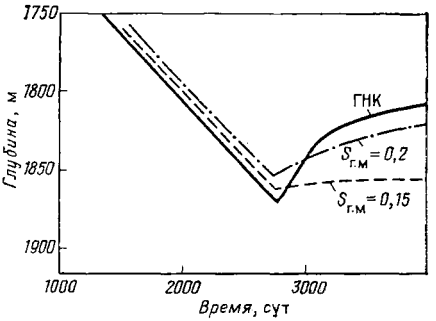
Рис. 11.14. График перемещения ГНК [6]:
1 — случай *А* поддержания пластового давления; *2* — случай *Б* закачки попутного газа. *I* — западное крыло; *II* — восточное крыло

Рис. 11.15. График перемещения ГНК в случае *А* после прорыва газа (через 2825 сут) и прекращения добычи на два года [6]

11.14



11.15



процессы гравитационной сегрегации определяют особенности течения (рис. 11.13).

Проведенные расчеты дали следующие результаты.

1. Закачка больших объемов газа (случай *А*) приводит к медленному перемещению ГНК, что связано с поддержанием пластового давления на высоком уровне (рис. 11.14).

2. Когда в газовую шапку залежи закачивается только попутный газ (случай *Б*), ГНК перемещается быстрее, так как снижение давления в залежи приводит к сегрегации значительных объемов газа (см. рис. 11.14).

3. Если добывающие скважины работают с глубины 1874,5 м, газ прорывается в них через 2825 дней на восточном и 2540 дней на западном крыле.

4. Если после прорыва газа в случае *А* (через 2825 дней) добыча прекращается, то через 2 года (или 3555 дней) ГНК установится на глубине 1821 м, т. е. поднимется вверх на 53 м (рис. 11.15).

5. На рис. 11.15 показано, как влияет газонасыщенность матрицы ($S_{г.м}$=0,2 и 0,15) на подъем ВНК.

11.2.3.3. Модель Кента Томаса [7]

Залежь, как и в других случаях, моделируется сеткой сообщающихся трещин и блоков матрицы. Причем принимается, что обмен жидкостями между трещиной и матрицей локальный, а течение происходит только в трещинах.

Течение в трещинах описывается уравнениями (11.14), которые в конечных разностях записываются следующим образом:
для воды

$$\Delta\left[T_{\text{в}}\left(\Delta P_{2\text{в}}-\gamma_{\text{в}}\Delta D\right)\right]+\lambda'_{1\text{в}}\left(P_{1\text{в}}-P_{2\text{в}}\right)-q_{\text{в}}=$$
$$=\frac{V_{\text{нас}}}{\Delta t}\,\overline{\delta}\left(\Phi B_{\text{в}}S_{\text{в}}\right)_2; \qquad (11.21)$$

для нефти

$$\Delta\left[T_{\text{н}}\left(\Delta P_{2\text{н}}-\gamma_{\text{н}}\Delta D\right)\right]+\lambda'_{1\text{н}}\left(P_{1\text{н}}-P_{2\text{н}}\right)-q_{\text{н}}=\frac{V_{\text{нас}}}{\Delta t}\,\delta\left(\Phi B_{\text{н}}S_{\text{н}}\right)_2; \qquad (11.22)$$

для газа

$$\Delta\left[T_{\text{г}}\left(\Delta P_{2\text{г}}-\gamma\Delta D\right)\right]+\lambda'_{1\text{г}}\left(P_{1\text{г}}-P_{2\text{г}}\right)+\Delta\left[T_{\text{н}}\Gamma\Phi\left(\Delta P_{2\text{н}}-\gamma_{\text{н}}\Delta D\right)\right]+$$
$$+\lambda'_{1\text{н}}\Gamma\Phi\left(P_{1\text{н}}-P_{2\text{н}}\right)-q_{\text{г}}=\frac{V_{\text{нас}}}{\Delta t}\,\overline{\delta}\left(\Phi B_{\text{г}}S_{\text{г}}+\Phi B_{\text{г}}\Gamma\Phi S_{\text{н}}\right)_2. \qquad (11.23)$$

Только один член является специфическим для трещиноватых пород-коллекторов: $\lambda'_1\left(P_1-P_2\right)$ — член, описывающий обмен жидкостями между трещинами и матрицей, который представляет функцию источника — стока в сети трещин [8]. Параметр λ, зависящий от формы и размеров блоков, можно вычислить для некоторых простых геометрических форм.

Уравнения, описывающие обмен жидкостями между трещинами и матрицей для всех трех фаз, записываются в виде

$$-\lambda'_{1\text{в}}\left(P_{1\text{в}}-P_{2\text{в}}\right)=\frac{V_{\text{нас}}}{\Delta t}\,\overline{\delta}\left(\Phi B_{\text{в}}S_{\text{в}}\right)_1;$$

$$-\lambda'_{1\text{н}}\left(P_{1\text{н}}-P_{2\text{н}}\right)=\frac{V_{\text{нас}}}{\Delta t}\,\overline{\delta}\left(\Phi B_{\text{н}}S_{\text{н}}\right)_1; \qquad (11.24)$$

$$-\lambda'_{1\text{г}}\left(P_{1\text{г}}-P_{2\text{г}}\right)=\lambda'\Gamma\Phi\left(P_{1\text{н}}-P_{2\text{н}}\right)=\frac{V_{\text{нас}}}{\Delta t}\,\overline{\delta}\left(\Phi B_{\text{г}}S_{\text{г}}+\Phi_{\text{н}}B_{\text{н}}S_{\text{н}}\right)_1.$$

Расчеты с использованием этой математической модели проводились с учетом следующих упрощающих допущений и процедур.

1. Правые части уравнений выражались как функции давления и насыщенности, в которых различные коэффициенты представляли собой частные производные интегральных характеристик на данном уровне.

2. Члены уравнений, описывающие течение в трещине, вычислялись явным образом для каждой фазы, а относительные проницаемости и характеристики PVT рассчитывались методом итераций.

3. Члены уравнений, описывающие обмен флюидами, также вычислялись явно с учетом допущений, таких, как функции относительных проницаемостей для нефти, воды и газа.

4. Дебиты рассчитывались полунеявным образом как функции водо- и газонасыщенностей и давления насыщения.

а. Пример расчета. Единичный блок матрицы

Для матрицы проницаемостью $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 рассматривались блоки высотой $H_{\text{бл}\,i}=0{,}3048$ м и $H_{\text{бл}\,i}=3{,}048$ м. Модель представлялась сеткой $7\times7\times8$ с расстояниями между узлами:
для блоков высотой 3,05 м $\Delta x=\Delta y=0{,}0003$; 0,305; 0,61; 1,22; 0,61; 0,305; 0,0003 м; $\Delta z=0{,}0003$; 0,305; 0,61; 0,61; 0,61; 0,61; 0,305; 0,0003 м;
для блоков высотой 0,305 м $\Delta x=\Delta y=0{,}003$; 0,03; 0,061; 0,122; 0,061; 0,03; 0,003 м; $\Delta z=0{,}003$; 0,03; 0,061; 0,061; 0,061; 0,061; 0,03; 0,003 м.

Характеристики, принятые при расчетах для трехмерной модели единичного блока, приведены в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Давление, МПа	$B_{\text{н}}$, м^3/м^3	$ГФ$, м^3/м^3	$ГФ$, м^3/м^3	$\mu_{\text{н}}$, мПа·с	$\mu_{\text{г}}$, мПа·с	σ, 10^{-3} Н/м
11,54	1,3001	0,01192	65	0,529	0,0162	6,0
14,00	1,3359	0,00909	79	0,487	0,0171	4,7
17,44	1,3891	0,00730	100	0,436	0,0184	3,3
20,62	1,4425	0,00623	121	0,397	0,0197	2,2
24,50	1,5141	0,00538	148	0,351	0,0213	1,28
28,34	1,5938	0,00480	178	0,310	0,0230	0,72
31,33	1,6630	0,00446	203	0,278	0,0244	0,444
34,03	1,7315	0,00442	228	0,248	0,0255	0,255
36,23	1,7953	0,00404	251	0,229	0,0265	0,155
38,23	1,8540	0,00391	272	0,210	0,0274	0,090
48,26	2,1978	0,00337	402	0,109	0,0330	0,050

Свойства залежи

Начальное давление насыщения	38,23 МПа
Изменение объемного коэффициента $B_{\text{н}}$ при давлении выше давления насыщения $P_{\text{нас}}$	0,00174 м^3/(м^3·МПа)
Плотность сепарированной нефти	0,819 т/м^3
Изменение $\mu_{\text{н}}$ при давлении выше давления насыщения $P_{\text{нас}}$	0,00249 мПа·с/МПа
Плотность газа в нормальных условиях	0,00929 г/см^3
Объемный коэффициент для воды при давлении, равном нулю	$5{,}1\cdot10^{-3}$ м^3/м^3·МПа)
Коэффициент сжимаемости воды	$0{,}51\cdot10^{-6}$ 1/Па
Вязкость воды	0,35 мПа·с
Плотность воды в нормальных условиях	1,041 т/м^3
Сжимаемость матрицы	$5{,}1\cdot10^{-3}$ м^3/(м^3·МПа)
Сжимаемость трещин	$5{,}1\cdot10^{-3}$ м^3/(м^3·МПа)

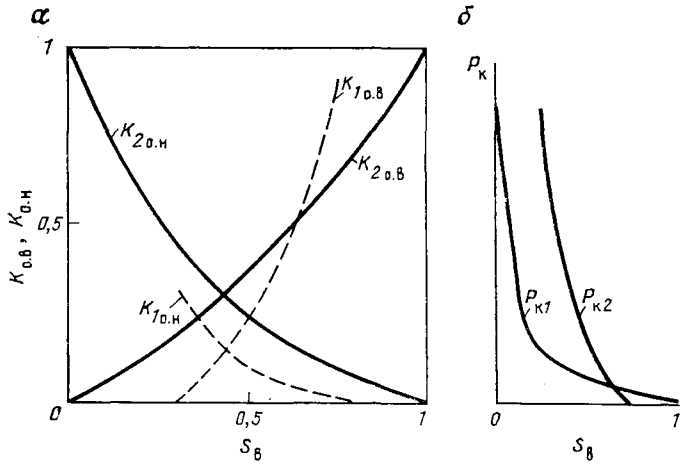


Рис. 11.16. Кривые относительных проницаемостей при пропитке (*а*) и капиллярного давления (*б*) [7]

Кривые относительных проницаемостей и капиллярного давления для матрицы (индекс 1) и трещин (индекс 2) приведены на рис. 11.16, *а* и *б*.

б. Пример расчета. Капиллярная пропитка (случай $P > P_{нас}$)

Полученные результаты представлены в виде зависимости нефтеотдачи от времени (рис. 11.17, *а* и *б*).

Конечная нефтеотдача блока высотой 0,305 м составила 26%, а для блока высотой 3,05 м — 34,2% за счет гравитационных сил (причем нефтеотдача рассчитывалась по величинам водонасыщен-

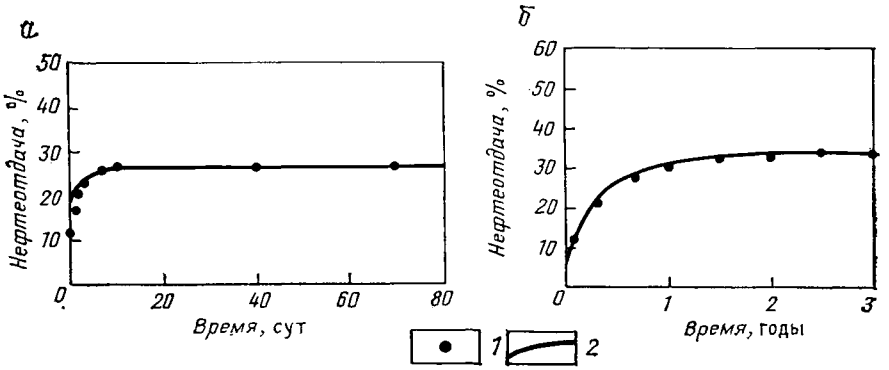


Рис. 11.17. Зависимость нефтеотдачи от времени при капиллярной пропитке для блоков высотой 0,305 м (*а*) и 3,05 м (*б*) [7].
1 — трещиноватая модель; *2* — трехмерная модель

ности, соответствующим высоте капиллярного подъема воды, равной половине высоты блока).

Время вытеснения из блока высотой 0,305 м составило 10 сут, а для блока высотой 3,05 м — 2 года (см. рис. 11.17).

в. Пример расчета. Дренирование нефти газом

Вытеснение происходит за счет гравитационных сил, возникающих вследствие разных плотностей нефти и газа. Полученные результаты приведены на рис. 11.18.

Конечная нефтеотдача соответствует такой нефтенасыщенности, при которой капиллярные силы равны гравитационным.

Нефтеотдача блока высотой 0,305 м составила 10%, а блока высотой 3,05 м — 46%. Время вытеснения из малого блока 60 сут, из большого — 2,5 года.

Кривые вытеснения из единичной ячейки и трехмерной модели прекрасно совпадают при значениях $\sigma=2$ и 0,2 как для малого, так и для большого блоков.

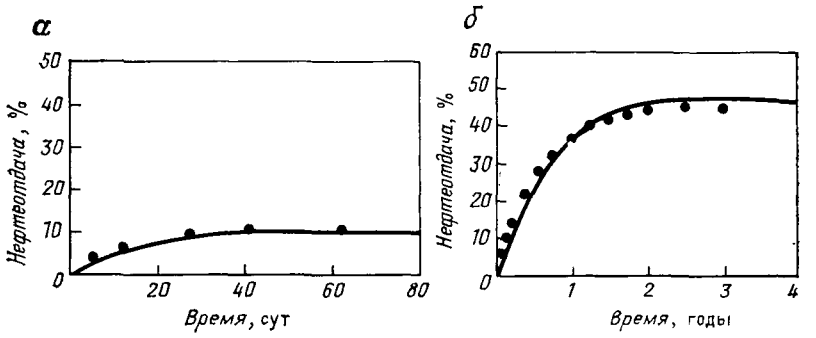


Рис. 11.18. Зависимость нефтеотдачи от времени при дренировании нефти газом [7]. Условные обозначения см. на рис. 11.17

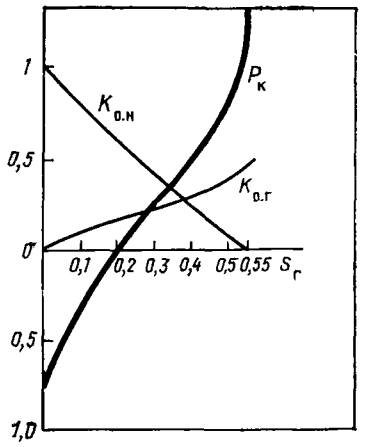


Рис. 11.19. Псевдофункции капиллярного давления и относительных проницаемостей при давлении 38,23 МПа [7]

Результаты для единичной трещиноватой ячейки получены при использовании псевдофункций капиллярного давления и относительных проницаемостей, приведенных на рис. 11.19.

Модель позволяет удовлетворительно рассчитывать трехфазные течения в случаях закачки воды или одновременной закачки воды и газа.

11.3. Многокомпонентные математические модели

Многокомпонентные математические модели для трещиноватых пород-коллекторов учитывают все специфические черты залежей этого типа и, кроме того, многокомпонентный состав углеводородной системы.

Модель Ямамото [10] позволяет моделировать углеводородную систему тремя компонентами, а модель Саиди [11] допускает возможность расчетов десятикомпонентной системы.

11.3.1. Модель Ямамото

Модель Ямамото представляет собой двумерные единичные блоки. При разработках алгоритма приняты следующие допущения:

а) неподвижная вода добывается только за счет упругости;

б) углеводородная система представлена тремя эквивалентными компонентами: метан + смесь углеводородов от метана до гексана + гептан и высшие;

в) полное равновесие между фазами достигается в каждой ячейке к концу временно́го шага;

г) пренебрежимо малое капиллярное давление в трещинах;

д) пренебрежимо малое изменение состава фаз в трещинах в интервале, равном высоте блоков.

С учетом этих допущений можно представить условия, существующие в окружающих блок трещинах, как граничные, соответствующие средней глубине узла на боковой грани блока.

Давление в трещине рассчитывается по всей высоте блока. Уровень ГНК в трещине — задаваемый параметр.

Выпишем уравнения для j-го компонента:

$$\frac{\partial}{\partial t}[\Phi S_{\text{н}}\rho_{\text{н}}C_{\text{н}j} + S_{\text{г}}\rho_{\text{г}}C_{\text{г}j})] - \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{K_{\text{н}}\rho_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}C_{\text{н}j}\frac{\partial\psi_{\text{н}}}{\partial x} + \right.$$

$$\left. + \frac{K_{\text{г}}\rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}C_{\text{г}j}\frac{\partial\psi_{\text{г}}}{\partial x}\right) - \frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{K_{\text{н}}\rho_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}C_{\text{н}j}\frac{\partial\psi_{\text{н}}}{\partial y} + \frac{K_{\text{г}}\rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}C_{\text{г}j}\frac{\partial\psi_{\text{г}}}{\partial y}\right) = 0, \tag{11.25}$$

где $C_{\text{н}j}$ и $C_{\text{г}j}$ удовлетворяют фазовым отношениям

$$\sum_{j=1}^{j} C_{\text{н}j} = 1, \quad \sum_{j=1}^{j} C_{\text{г}j} = 1, \quad \text{а} \quad \psi = p + \rho g z.$$

Свойства жидкостей и породы считаются известными функциями термодинамических условий, т. е.

$$\rho_н = \rho_н(P_н,\ T,\ X_j),\ \rho_г = \rho_г(P_г,\ T,\ X_j);$$
$$\mu_н = \mu_н(P_н,\ T,\ X_j),\ \mu_г = \mu_г(P_г,\ T,\ X_j); \qquad (11.26)$$
$$K_{о.н} = K_{о.н}(S_н),\ K_{о.г} = K_{о.г}(S_г);\ P_к = P_к(S_н);\ \Phi = \Phi(P_н).$$

Для мольных долей имеем

$$\sum_{j=1}^{j} X_j = 1;\quad \sum_{j=1}^{j} Y_j = 1 \text{ и } K_j = Y_j/X_j\ (j = 1,\ 2,\ 3).$$

Уравнение (11.25) может быть также записано в виде

$$\frac{\partial}{\partial t}[\Phi(S_н\rho_н + S_г\rho_г)] - \frac{\partial}{\partial x}\left[\left(\frac{K_н\rho_н}{\mu_н} + \frac{K_г\rho_г}{\mu_г}\right)\frac{\partial P_н}{\partial x} + \right.$$
$$\left. + \frac{K_г\rho_г}{\mu_г}\frac{dP_к}{dS_н}\frac{\partial S_н}{dx}\right] - \frac{\partial}{\partial y}\left[\left(\frac{K_н\rho_н}{\mu_н} + \frac{K_г\rho_г}{\mu_г}\right)\frac{\partial P_н}{\partial y} + \right.$$
$$\left. + \frac{K_г\rho_г}{\mu_г}\frac{dP_к}{dS_н}\frac{\partial S_н}{\partial y} - g\left(\frac{K_н\rho_н^2}{\mu_н} + \frac{K_г\rho_г^2}{\mu_г}\right)\right] = 0 \qquad (11.27)$$

и представлено в форме конечных разностей как

$$\Delta x\Delta y\Delta z\frac{\partial}{\partial t}[\Phi(S_н\rho_н + S_г\rho_н)] - \Delta z\Delta y\left(\frac{K_н\rho_н}{\mu_н}\frac{\partial\psi_н}{\mu_н} + \right.$$
$$\left. + \frac{K_г\rho_г}{\mu_г}\frac{\partial\psi_г}{\partial x}\right)\Big|_L^R - \Delta z\Delta x\left(\frac{K_н\rho_н}{\mu_н}\frac{\partial\psi_н}{\partial y} + \frac{K_н\rho_н}{\mu_г}\frac{\partial\psi_г}{\partial y}\right)\Big|_B^T - \omega = 0, \qquad (11.28)$$

где L, R, B и T — соответственно левая, правая, нижняя и верхняя грани блока; ω — скорость нагнетания — добычи на граничном узле.

Фазовые параметры рассчитываются по корреляционным зависимостям с учетом давления и температуры каждого из эквивалентных компонентов. Кривые капиллярного давления, а также относительных проницаемостей задаются.

Уравнения решаются по полунеявной схеме путем оценки коэффициентов в конце предыдущего шага по времени с учетом вертикальных подвижностей. Ямамото и др. [10] использовали эту модель для изучения поведения блоков различных размеров как при режиме истощения, так и в условиях поддержания давления.

Поведение блоков, окруженных нефтью, при снижении пластового давления со скоростью 0,0138 МПа/сут показано на рис. 11.20. Результаты зависят от высоты блоков.

Наличие разности между текущей и накопленной нефтеотдачей указывает на существование противотока нефти в блок, а результаты, полученные для блоков высотой 61 м (см. рис. 11.20, *б*) и 6,1 м (см. рис. 11.20, *в*), свидетельствуют о том, что количества

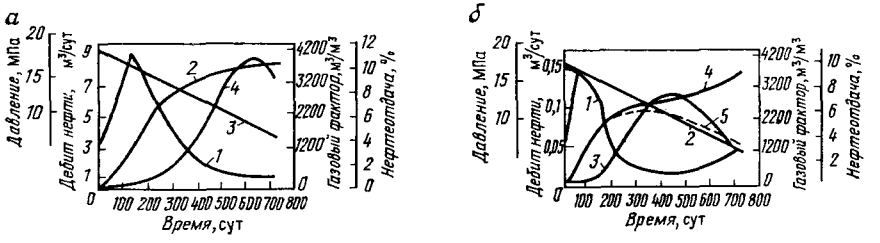


Рис. 11.20. Характеристики истощения единичного нефтенасыщенного блока в нефтяной зоне [10]:

а — блок высотой 244 м: *1* — дебит нефти, *2* — нефтеотдача, *3* — давление, *4* — газовый фактор; *б* — блок высотой 61 м: *1* — дебит нефти, *2* — давление, *3* — газовый фактор, *4* — конечная нефтеотдача, *5* — текущая нефтеотдача; *в* — блок высотой 6,1 м: *1* — текущий дебит нефти, *2* — суммарный дебит нефти, *3* — давление, *4* — конечная нефтеотдача, *5* — газовый фактор, *6* — текущая нефтеотдача

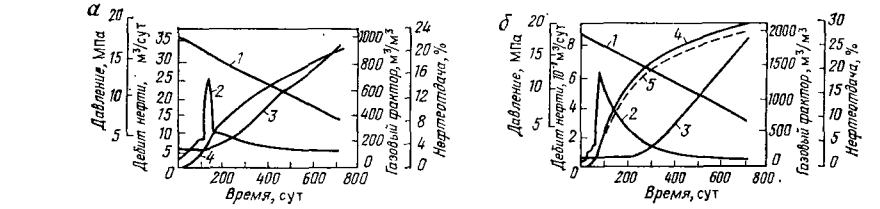


Рис. 11.21. Характеристики процесса истощения нефтенасыщенного блока, окруженного газом, высотой 244 м (*а*), 61 м (*б*) и 6,1 м (*в*) [10]:

1 — давление; *2* — дебит нефти; *3* — газовый фактор; *4* — конечная нефтеотдача; *5* — текущая нефтеотдача

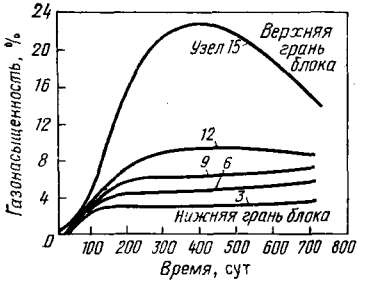


Рис. 11.22. Характеристики процесса извлечения нефти из нефтенасыщенного блока (размером 61 м) в нефтяной зоне на режиме истощения с последующим поддержанием пластового давления [10]

вторично впитываемой нефти могут восстановить нефтенасыщенность блока. Значительно меньше этот эффект выражен для блока высотой 61 м (см. рис. 11.20, *б*). Это является прямым следствием различной эффективности процесса сегрегации в малых (6,1) и больших (61 м) блоках.

Для блоков, окруженных газом (рис. 11.21), нефтеотдача оказывается заметно большей, чем для блоков, окруженных нефтью, вследствие гравитационного дренирования и отсутствия вторичного впитывания нефти.

Рис. 11.22 иллюстрирует результаты расчетов при поддержании пластового давления для блока высотой 244 м, окруженного нефтью. Если по прошествии года добыча прекращается, а давление в трещине постоянно, то в результате происходит быстрое вторичное насыщение нефтью нижней части блока.

11.3.2. Модель Саиди

Другая многокомпонентная модель была предложена Саиди [11]. Она была разработана для залежей, в которых можно допустить, что давление и границы раздела жидкостей неизменны на больших площадях. Залежь может быть представлена относительно небольшим числом блоков. Причем предполагается, что жидкости в трещинах находятся в состоянии статического равновесия. Двумерные цилиндрические блоки считаются достаточно представительными моделями реальных трехмерных блоков. Это позволяет более чем в 2 раза сократить время счета. Модель учитывает диффузию углеводородов между блоками и трещинами, допускает расчеты более чем 10 компонент.

Уравнения сохранения массы выписываются для воды и каждого компонента (с индексом i) в смеси газов и нефти, кроме того, записываются равновесные отношения фаз:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\Phi\,\frac{S_в}{B_в}\right) - \operatorname{div}\left(\frac{KK_{о.в}}{B_в\mu_в}\operatorname{grad}\psi_в\right) - q_в = 0; \tag{11.29}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\Phi\left(S_н\rho_н X_i + S_г\rho_г X_i\right)\right] - \operatorname{div}\left(\frac{KK_{о.н}\rho_н}{\mu_н}\,X_i\operatorname{grad}\psi_н\right) -$$

$$- q_н X_i + q_в X_i - \operatorname{div}\left(\frac{KK_{о.г}\rho_г}{\mu_г}\,Y_i\operatorname{grad}\psi_г\right) - q_г Y_г +$$

$$+ q_в Y_i - \operatorname{div}\left(\frac{DS_н\rho_н}{\Phi}\operatorname{grad}X_i\right) = 0, \tag{11.30}$$

где $Y_i = K_i X_i$ $(i = 1, 2, 3, \ldots, N)$ с учетом того, что

$$\sum_{i=1}^{N} X_i = 1, \quad \sum_{i=1}^{N} Y_i = 1, \tag{11.31}$$

причем потенциал $\Psi = P + \rho g z$; D — коэффициент диффузии.

Уравнения решаются с учетом граничных и начальных условий, соответствующих каждому блоку. Уравнения (11.29) — (11.31) решаются методом явного давления — неявной насыщенности (IMPES), сначала для давления в нефти элиминационным методом Гаусса, а затем для насыщенности. Модель использовалась после предварительной адаптации для расчетов разработки месторождения Хафт-Кел.

Когда давление падает ниже давления насыщения, имеет место ряд новых явлений. После выделения части растворенного газа нефть в верхней части залежи становится тяжелее, чем нижележащая. В результате такой инверсии плотностей в трещинах возникают конвективные потоки, где процесс сегрегации идет относительно быстро. Переносимая вниз по трещинам более тяжелая нефть начинает контактировать с нефтью в блоках, которая содержит больше растворенного газа. При этом начинается перенос растворенного газа из блока в трещины вследствие процессов молекулярной диффузии и особенно конвективного перемешивания.

Конвективные потоки, возникающие в результате инверсии плотностей, были детально изучены Писменом [12] методом возмущений и численным моделированием (см. гл. 10). Полученные результаты показали, что при реальных коэффициентах диффузии инверсии плотности очень неустойчивы. Перенос между матрицей и трещинами не оказывает влияния на устойчивость или неустойчивость инверсии плотности, на размеры области инверсии и размеры конвективных ячеек.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

A — площадь поперечного сечения потока
B — объемный фактор
C — сжимаемость
D — коэффициент диффузии
K — проницаемость
P — давление
r — радиус
s — фактор формы
S — насыщенность
T — пьезопроводность
T,R,L,B — верхняя, правая, левая, нижняя грани блока матрицы
u — скорость
ψ — потенциал
Φ — пористость
ρ — плотность, удельный вес
λ — коэффициент переноса (подвижность)
μ — вязкость
σ — межфазное натяжение
ω — скорость нагнетания
$ГФ$ — газовый фактор

ИНДЕКСЫ

в — вода
г — газ
к — капиллярный
м — матрица
нач — начальный
н — нефть
отн — относительный
т. нас — точка насыщения
тр — трещина
1 — матрица
2 — трещина

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Kazemi H.*, 1969. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs, SPEJ, December, p. 451—462.

2. *Kazemi H., Merrill L. S., Porterfeld L., Zeman P. K.,* 1976. Numerical simulation of water-oil in Naturally Fractured Reservoirs, SPEJ, September 1976, p. 317—323.
3. *Kazemi H., Merril L. S.,* 1979. Numerical Simulation of Water Imibibition in Fractured Cores, SPEJ, June, p. 182.
4. *Kleppe J., Morse R. A.,* 1974. Oil Production from Fractured Reservoir by Water Displacement, SPE Fall meeting Preprint No. 5084.
5. *Lefevre du Prey E. J., Bossie-Codreana D. N.,* 1975. Simulation Numerique de l'exploitation des Reservoirs fissurés, Proceeding of World Petrol Congr. PD 13 (5), vol. 4, p. 233—246.
6. *Rossen R. H.,* 1977. Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with semi-implicit Source Terms, SPEJ, vol. 17, No. 3, June, p. 201—210.
7. *Thomas L. K., Dixon T. N.,* 1980. Fractured reservoir Simulation. Paper SPE 9305, 55th Annual Fall meeting, Dallas.
8. *Баренблатт Г. И.,* 1964. О движении газожидкостных смесей в трещиновато-пористых породах. — Изв. АН СССР. Сер. Механика и машиностроение, № 3.
9. *Warren J. E.* and *Root P. J.,* 1963. The Behaviour of Naturally Fractured Reservoir. SPEJ, p. 245.
10. *Yamamoto R. H., Padgett J. B., Ford W. T., Boubequira A.,* 1971. Compositional Reservoir Simulation for Fissured Systems — The Single block Model, SPEJ, p. 113—128.
11. *Saidi A. M.,* 1975. Mathematical simulation model describing Iranian Fractured Reservoirs and its application to Haft Kel Field, Ninth World Petrol. Congr. paper I. D. 13(3), p. 209—219.
12. *Peaceman D. W.,* 1976. Convection in Fractured Reservoirs — The effect of matrix — fissure transfer in the instability of a Density Inversion in a Vertical Fissure, SPEJ, p. 264—280.
13. *Peaceman D. W.,* 1976. Convection in Fractured Reservoirs Numerical Calculation of Convection in a Vertical Fissure including the effect of Matrix — Fissure Transfer, SPEJ, p. 231—301.
14. *Saidi A. M., Martin R. E.,* 1965. Applications of Reservoir Engineering in the Development of Iranian Reservoir. Paper presented to the ECAPE symposium of Petroleum, p. 10—20.
15. *Andersen K. H., Baker R. L., Raoofi J.,* 1963. The Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs. Proceeding of the Sixth World Petroleum Congress, Section II, Paper 14.
16. *Khatib A. K.,* 1965. Use of mathematical models for the evaluation of a fracture carbonate reservoir. Fith Arab Petroleum Congress, Cairo, March.

Глава 12

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В данной главе рассматриваются примеры, относящиеся к существующим залежам, и примеры теоретических расчетов. Объем первой части главы ограничен вследствие того, что исходных данных о разработке залежей в трещиноватых коллекторах значительно меньше, чем данных, имеющихся в литературе, об обычных залежах. Часть этой информации тем не менее пересмотрена с целью облегчения инженерных расчетов при отсутствии детальных данных о свойствах залежей.

Примеры конкретного применения, приведенные во второй части этой главы, основаны на упрощающих допущениях и включают различные проблемы, связанные со скоростью выработки единич-

ных блоков, дебитами скважин, скоростью снижения пластового давления и обобщенным материальным балансом при различных режимах разработки.

12.1. Основные характеристики и история разработки некоторых залежей в трещиноватых коллекторах

12.1.1. Нефтяные месторождения Ирана

С точки зрения геологического строения нефтяные месторождения Ирана от верхнеюрских (Дариус-Кхарг) до олигоцен-миоценовых (известняки Асмари) и плиоценовых (север и северо-восток Ирана) рассмотрены в гл. 3. Как упоминалось, трещиноватые олигоцен-миоценовые известняки часто залегают на Банджестанских известняках среднемелевого возраста.

12.1.1.1. Общие замечания

а. Газонефтяной и водонефтяной контакты

Основной чертой рассматриваемых залежей, кроме широкого развития процессов трещинообразования, является то, что ГНК и ВНК на крыльях структур находятся на разных уровнях. Это можно объяснить отсутствием естественной связи между крыльями, особенно в очень мощных формациях (толщина более 760 м), таких как Ага-Джари и Гечсаран.

Описание залежей приводится в табл. 12.1, свойств пород и жидкостей — в табл. 12.2 [1].

б. Связь водоносных пластов

Вначале предполагали, что между различными залежами должна существовать хорошая гидродинамическая связь, так как на основе наблюдений в скважинах и по данным других исследователей [2] выявлено наличие регионального градиента давления (0,034 МПа/км). Наличие градиента связывали с движением воды с северо-востока на юго-запад. Но высокие солености вод и ограниченные скорости водных потоков указывали на низкую проницаемость водоносных горизонтов. Изменения давлений в скважинах, вскрывших водоносные горизонты (рис. 12.1), показали, что эти горизонты характеризуются низкой пьезопроводностью независимо от наличия или отсутствия в них сильно истощенных залежей (6,89 МПа в Ага-Джари). В основном, за исключением месторождений Хафт-Кел и Нефт-Сефид, где связь с водоносными горизонтами очевидна, можно заключить, что приток воды в каждую отдельно взятую залежь не связан с подземными водами.

в. Свойства залежей

Из предшествующих наблюдений [14] на иранских месторождениях можно сделать следующие выводы.

Отдельно взятая добывающая скважина работает на протяжении всего времени разработки месторождения благодаря широко развитой сети трещин и поддержанию пластового давления (за счет сегрегации газа в трещинах и внедрения воды). Если темп снижения пластового давления и газовый фактор в трещиноватом коллекторе сравнимы с темпом падения давления и газовым фактором обычных коллекторов, имеющих те же характеристики, то на-

Таблица 12.1

Месторождение	Площадь, км²	Тип коллектора	Толщина коллектора, м	Глубина залегания, м	Средние начальные отметки		Сообщаемость с
					ГНК	ВНК	
Ага-Джари	246	Асмари*	366	1493,5—2987	1405,7	2682,2**	Банжестан
		Банжестан	853	2682,2—3322,3			Асмари
Ахваз	251	Асмари	305—366	2392,7 min	2468,9	2811,8	Нет
		Банжестан	881	3191,3 min	Нет	Неизвестно	»
Биби-Хеким	285	Асмари	427	1021 min	925,1	1981,2	Банжестан
		Банжестан	631	1889,8 min	Нет	1981,2	Асмари
Сайрус*	75	Бурган	58	2133,6	»	2262,8	
Дариус-Кхарг*	129	Ямама	396	3048	3322,3	3664,9	
Гечсаран	453	Асмари	472	836,7—3048	221	2392,7	Банжестан
		Банжестан	708	1817,2	Нет		Асмари
		Кхами					Нет
Хафт-Кел	88	Асмари	274	579,1—1219,2	324,6	940,9	
Карандж	166	Банжестан	330	1889,8—2042,2	Нет	2895,6**	
Лали	116	Асмари	366	1219,2—2133,6	1300,6	1981,2	
		Банжестан	518	2133,6—2743,2	1981,2	2438,4	
Марун	220	Асмари		2377,4	2551,2	3657,6	
Месджеде-Солейман	116	Асмари	305	195—1097,3	Нет	670,6	
Нефтешах	—	Калхур	76	731,5—944,9	579,1	944,9	
Нефт-Сефид	67	Асмари	274	914,4—1828,8	1348,7	1676,4	
Пазанун	259	Асмари	357	1767,8—2773,7	2167,1	2380,5	

* Морские месторождения.
** Оценки.

Таблица 12.2

Месторождение	Средняя пористость, %	Плотность, г/см³	Начальный газовый фактор, м³/м³	Начальный объемный фактор	Природа коллектора
Ага-Джари	14	0,853	161	1,43	ТИ
Ахваз	12 (ТИ)	0,861	169	1,62	ТИ и П
Биби-Хекиме	10	0,872	89,9	1,34	ТИ
	24	0,986—0,940	5,3	1,08	П
Дариус-Кхарг	14	0,850	213	1,55	И
Гечсаран	11	0,869	92,6	1,25	ТИ
Хафт-Кел	16	0,833	71,8	1,18	ТИ
Карандж	10	0,853	151,4	1,55	ТИ
Лали	7	0,848	151,4	1,37	ТИ
Месджеде-Солейман	11—0	0,831	41,0	1,11	ТИ
Нефтешах		0,850	138,9	1,34	ТИ
Нефт-Сефид	14	0,845	138	1,41	ТИ
Пазанун	12	0,845 (нефть) 0,716 (конденсат)	178	1,57	ТИ

ТИ — известняк трещиноватый; И — известняк; П — песчаник.

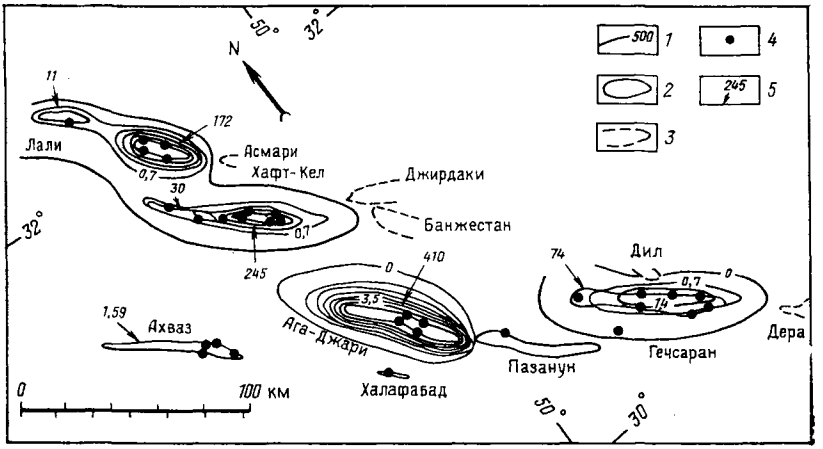


Рис. 12.1. Распределение перепадов пластового давления в водоносной части формации Асмари, возникшее в результате разработки месторождений к середине 1962 г. [2]:

1 — линии равных перепадов давлений в МПа; *2* — границы нефтяных и газовых залежей; *3* — обнажения формации Асмари; *4* — скважины, давшие информацию о водоносных пластах; *5* — накопленная добыча, млн. м³

личие трещин проявляется при поддержании пластового давления. Разработка обычных коллекторов характеризуется теми же параметрами, что и разработка трещиноватых, только в том случае, если большая часть попутного газа вновь закачивается в залежь. Нефтеотдача из трещиноватых коллекторов в зоне заводнения и газовой зоне при самых благоприятных условиях вытеснения нефти не превосходит нефтеотдачу, получаемую из поровых коллекторов.

12.1.1.2. Описание некоторых месторождений Ирана

а. Месторождение Ага-Джари

Трещиноватая формация Асмари изучена по результатам исследований керна, по данным о потерях циркуляции при бурении скважин, по коэффициентам продуктивности, кривым восстановления давления и данным дебитометрии [2]. Пример дебитометрии, проведенной в одной из скважин, вскрывших формацию Асмари, приведен в табл. 12.3. Зоны, характеризующиеся более высоким процентом поглощаемого расхода, соответствуют более трещиноватым интервалам.

Таблица 12.3

Номер скважины	Отметка кровли формации Асмари, м	Глубина забоя, м	Интервал дебитометрии, м	Доля от общего расхода, %	Доля от общего расхода на единицу толщины пласта, %
60	2477,6	2636,5	2562,7—2567,0	16	3,79
			2575,2—2579,8	17	3,69
			2582,2—2583,7	8	5,33
			2591,1—2593,2	19	9,05
			2596,6—2597,8	14	11,67
			2603,0—2604,8	26	14,44
5	1862,3	2113,2	2006,5—2007,7	7	5,83
			1996,1—2008,3	23	1,88
			2056,2—2061,1	5	1,02
			2061,6—2063,2	13	6,19
			2063,2—2083,3	17	06845
			2083,3—2085,7	23	9,58
			2085,7— забой	12	0,436
49	1944,0	2333,8	1948,6—1949,8	5	4,17
			1983,6—1984,5	35	38,89
			1985,8—1987,6	9	5600
			1996,1— 1996,8	8	2,16
			2003,4— забой	43	0613
33	2155,5	2235,1	2155,5—2157,4	18	9,47
			2157,6—2158,9	32	24,61
			2165,0—2167,7	3	1,11
			2172,3—2178,1	23	3,96
			2178,7—2209,8	23	0,74
			2231,1— забой	1	0,25

Дебит средней скважины оценивался примерно в 6360 м³/сут при депрессии 1,7 МПа, что эквивалентно коэффициенту продуктивности 3690 м³/(МПа·сут). Поскольку скин-эффект можно оценить величиной порядка 80%, то эффективная продуктивность трещиноватого коллектора составит около 23000 м³/(МПа·сут).

Комбинированное действие гравитационных и капиллярных сил в зоне заводнения можно рассмотреть с помощью обобщенной капиллярной кривой (рис. 12.2).

В процессе разработки темп падения пластового давления был небольшим (dP/dt=0,3 МПа/год), причем перенасыщенность газовой зоны была слабо выражена из-за высокой пористости и проницаемости пород. Пористость приблизительно равна 20%, а проницаемость порядка $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответствуют параметру Леве-

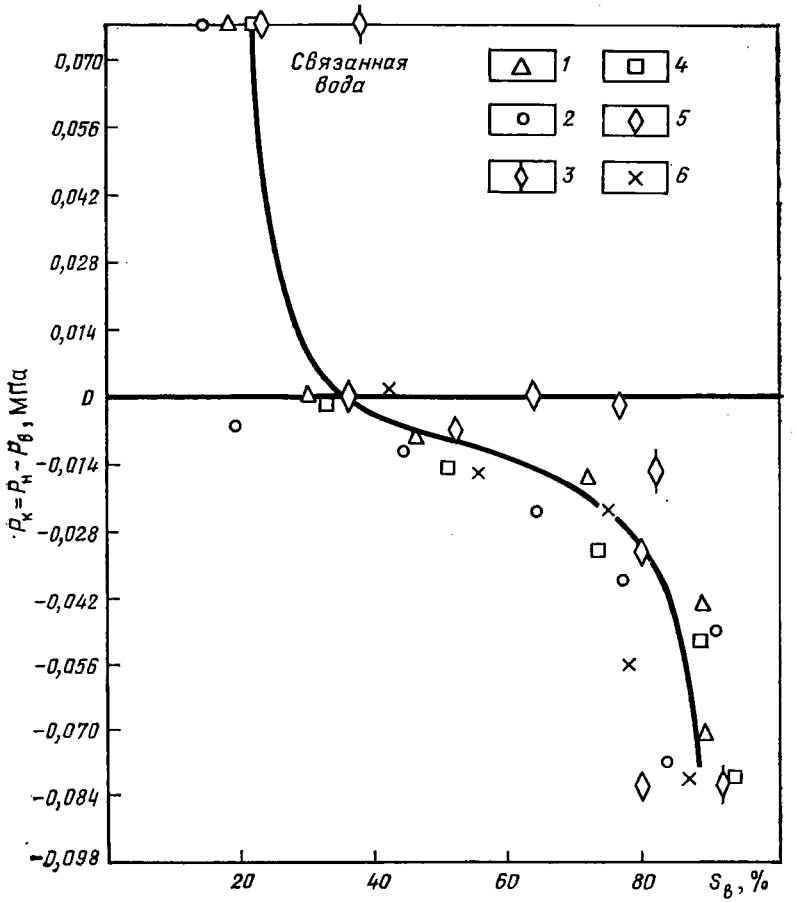


Рис. 12.2. Обобщенная кривая капиллярного давления для месторождения Ага-Джари (полученная в результате исследования 61 образца) [14].

Данные по скважинам: *1* — AJ-1-3-1; *2* — AJ-1-4; *3* — AJ-5-4-3; *4* — AJ-7-4; *5* — AJ-9-1-2; *6* — AJ-9-2-1

ретта: $\sigma\sqrt{\Phi/K} = 4 \cdot 10^{-3}\sqrt{0{,}2/0{,}02} \cdot 10^{-8} = 12 \cdot 10^{2}$ Н/м². Это значение ниже величины $40 \cdot 10^{2}$ Н/м² (приведенной в гл. 10), которая соответствует критическому значению параметра Леверетта для выделяющегося газа.

б. Месторождение Хафт-Кел [11]

Месторождение нефти на восточном крыле выступа Дезфул открыто в 1928 г. Продуктивная формация Асмари мощностью около 275 м гидродинамически связана с породами месторождения Нефт-Сефид.

Запасы нефти в пластовых условиях оценены [11] цифрами порядка $1{,}145 \cdot 10^{9}$ м³ в матрице и $31{,}3 \cdot 10^{6}$ м³ в трещинах. Основные характеристики залежи: пористость матрицы 7—12%; проницаемость $(0{,}005 \div 0{,}8) \cdot 10^{-3}$ мкм²; высота блоков 3,05—5,27 м; протяженность блоков (радиус) 1,83—2,44 м.

Объем трещин в зависимости от глубины изменяется следующим образом:

Глубина, м	Объем трещин, 10^6 м³	Глубина, м	Объем трещин, 10^6 м³
27,4	0,715	274,3	20,2
61,0	1,59	335,3	24,7
125,3	8,82	426,7	26,2
152,4	13,5	518,2	30,7
182,9	15,4	563,9	33,9
213,4	17,0	651,0	37,2

Характеристики нефти приведены в табл. 12.4.

Таблица 12.4

Давление, МПа	$B_н$	Газовый фактор в пластовых условиях, м³/м³	Газовый фактор, м³/м³	$\mu_н$, мПа·с	$\mu_г$, мПа·с
1,46	1,065		16,25	1,59	0,011065
4,22	1,1037	57,27	34,72	1,17	0,012059
6,98	1,142	23,36	52,59	0,91	0,013049
9,74	1,181	13,47	70,46	0,785	0,014040
12,49	1,1766	9,33	70,46	0,785	0,015032
14,63	1,1723		70,46	0,785	0,016024

Кроме того, известны следующие величины: $B_в = 1{,}002$ м³/м³; $C_н = 434 \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹; $C_г = 580 \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹; $a = \dfrac{K}{\Phi C \mu} \cdot 2{,}32 \times$ $\times 10^{-4}$ м³/сут.

Кривые относительных проницаемостей и капиллярного давления приведены на рис. 12.3 и 12.4 соответственно. После обработки

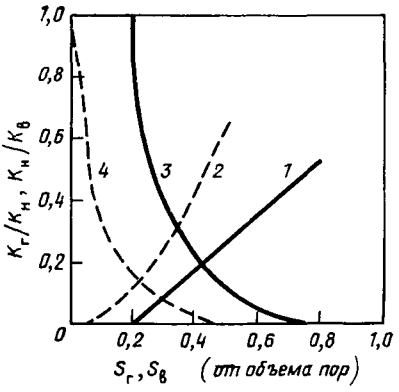


Рис. 12.3. Кривые относительных проницаемостей воды, газа и нефти для месторождения Хафт-Кел [1]:
1 — вода; *2* — газ; *3* — нефть—вода; *4* — нефть—газ

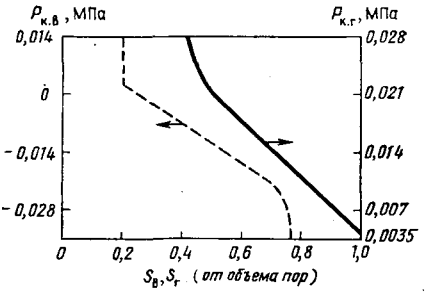


Рис. 12.4. Средние капиллярные давления для систем нефть—вода, нефть—газ месторождения Хафт-Кел [1]

кривых годовой добычи и газового фактора как функции накопленной добычи были рассмотрены различные варианты разработки с закачкой воды и газа. Причем было показано, что если бы закачка была начата с первых же лет разработки, то дополнительно было бы добыто $127 \cdot 10^6$ м^3 нефти при условии, что давление на уровне ГНК поддерживалось бы постоянным и равным 9,74 МПа.

12.1.2.3. Анализ разработки

Целью анализа разработки было изучение механизмов переноса, таких, как конвекция и диффузия, а также изучение влияния на параметры разработки высоты блоков, объема трещин, равновесной газонасыщенности и т. п.

Большое значение для этих работ имел тот факт, что месторождение Хафт-Кел характеризовалось длительной историей разработки, причем как газовая зона, так и зона заводнения успели хорошо развиться (рис. 12.5).

12.1.2. Месторождение Бутмах в Ираке [16]

Месторождение Бутмах расположено на севере Ирака. Коллектор представлен трещиноватыми известняками, в которых встречаются отдельные скопления недонасыщенной газом нефти, сообщающиеся между собой по трещинам. Детальное изучение [16] показало, что хорошая сообщаемость существует только в купольной части и существенно ухудшается на крыльях.

Основные данные: пористость матрицы 10%; проницаемость $2 \cdot 10^{-3}$ мкм^2; соленость вод 170 г/л; начальное пластовое давление на глубине 5857 м равно 69 МПа.

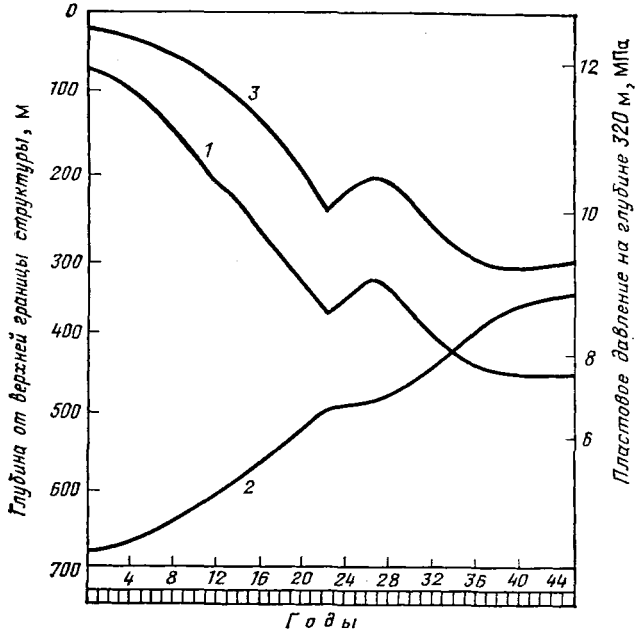


Рис. 12.5. Зависимость давления и положения ВНК и ГНК на месторождении Хафт-Кел от времени [1]:

1 — пластовое давление; *2* — ВНК; *3* — ГНК

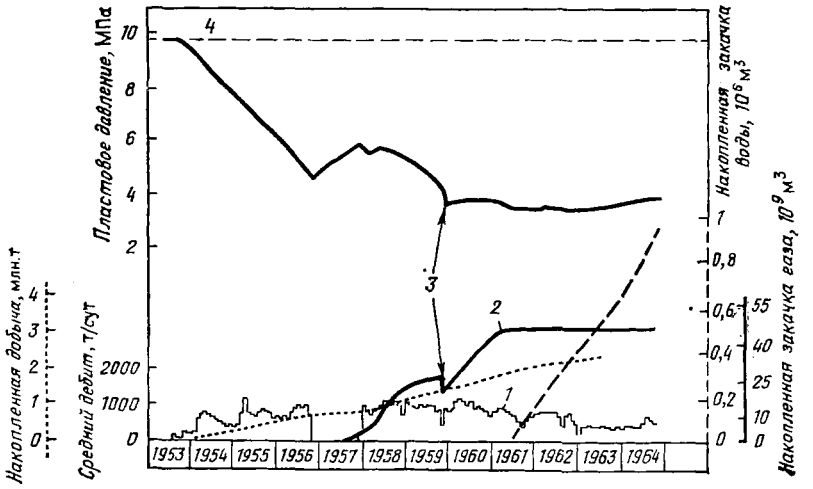


Рис. 12.6. История разработки месторождения Бутмах [3]:

1 — начало закачки воды; *2* — прекращение закачки газа; *3* — авария; *4* — начальное пластовое давление, равное 9,79 МПа на глубине 5524,5 м

История разработки месторождения отражена на рис. 12.6. Попытка предсказания будущего поведения залежи на основе обычных моделей показала, что закачка воды может улучшить показатели разработки.

12.2. Упрощенные примеры расчетов

Задача А

Нефтенасыщенные блоки матрицы трещиноватого коллектора окружены водой, заполняющей трещины. Для расчета процесса вытеснения за счет капиллярной пропитки необходимо следующее.

1. Разработать и обсудить теоретические основы процесса вытеснения из единичного блока в условиях капиллярной пропитки: 1) зависимость нефтеотдачи от времени; 2) зависимость дебита от нефтеотдачи; 3) зависимость дебита от времени. Сначала рассматривается процесс вытеснения в условиях преобладания капиллярных сил, затем — преобладания гравитационных сил и, наконец, — активного проявления как капиллярных, так и гравитационных сил.

2. Построить зависимость безразмерной нефтеотдачи от времени для трех случаев, в которых преобладающими силами последовательно будут: гравитационные, капиллярные и совместно гравитационные и капиллярные. В первых двух случаях подвижность M принимается равной 0,1; 0,5; 0,8; 1,2; 2; 5. В последнем случае совместного проявления гравитационных и капиллярных сил $M=1{,}2$, а роль капиллярных и гравитационных сил оценивается путем задания отношения $h_к/H=0{,}1$; 0,3; 0,5; 0,8; 0,9.

3. Построить зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени для трех случаев, описанных в п. 2. В случае проявления гравитационных и капиллярных сил рассматривается вариант, в котором $M=1{,}2$, а $h_к=0{,}5H$. Рассчитать темп снижения давления в зависимости от нефтеотдачи и времени для единичного блока при следующих условиях: 1) зависимость темпа снижения давления от нефтеотдачи при $M=1{,}2$ и $h_к/H=1$; 2) зависимость темпа снижения давления от времени при $M=1{,}2$ и $h_к/H=1$; 3) зависимость дебита блока $Q_{бл}$ от времени в предположении, что блок имеет форму куба со стороной 1 м; 4) зависимость дебита скважины от времени в предположении, что площадь дренирования равна $1000\times\times1000$ м, а уровень ВНК в трещинах поднимается на 10 м в момент начала разработки.

Исходные данные: свойства пород: $K=1\cdot10^{-3}$ мкм^2; $\Phi=0{,}12$; $S_{в.св}=0{,}27$; свойства жидкостей: $B_н=1{,}25$; $\mu_н=1{,}4$ МПа·с; $\gamma_н=0{,}82$ кг/дм^3; $\mu_в=0{,}5$ МПа·с; $\sigma_{в.н}=48\cdot10^{-3}$ Н/м; $\theta_{в.н}=30°$; $\gamma_в=1{,}08$ кг/дм^3.

Дополнительные данные: для данных кривых относительной проницаемости и вязкостей воды и нефти ($\mu_н=1{,}4$ мПа·с, $\mu_в=0{,}5$ мПа·с) водонасыщенность за фронтом вытеснения $\overline{S}_в=0{,}52$ (от объема пор); относительные проницаемости на фронте вытеснения для каждой из фаз равны: $K_{о.н}=0{,}7$ и $K_{о.в}=0{,}3$; снижение

нефтенасыщенности за фронтом вытеснения равно разности водонасыщенностей $\Delta S_в = \overline{S}_в - S_{в.нач} = 0{,}52 - 0{,}27 = 0{,}25$; эффективная пористость выражается как часть пористости, из которой вытеснена нефть: $\Phi_{эф} = \Phi \Delta S_в = 0{,}12 \times 0{,}25 = 0{,}03$.

Решение

I. Теоретические предпосылки

I.1. Определения и описание динамики

При рассмотрении вертикального разреза блока (рис. А.1) обычно применяют следующую терминологию: уровень воды — ВНК в трещинах; фронт воды — ВНК в блоках в процессе вытеснения; скорость изменения уровня воды — скорость перемещения ВНК в трещинах ($dH_в/dt$); скорость фронта воды — скорость перемещения фронта вытеснения в матрице.

Водяная и нефтяная зоны определяются положением ВНК в трещинах, сумма высот водяной $H_в$ и нефтяной $H_н$ зон равна высоте блока:

$$H_в + H_н = H. \tag{A.1}$$

Заводненная и незаводненная (нефтенасыщенная) зоны в матрице определяются Z и $H-Z$.

Нефтеотдача равна отношению $Z/H = Z_б$, так как предполагается, что в матрице происходит поршневое вытеснение при вертикальном перемещении горизонтальной плоскости раздела вода — нефть. Скорость перемещения уровня воды в трещинах и фронта воды в матрице могут быть представлены соответственно:

$$v = dH_в/dt; \tag{A.2}$$

$$u = \Phi dZ/dt. \tag{A.3}$$

Силы, которые определяют вытеснение нефти из матрицы — гравитационные и капиллярные. Капиллярные силы возникают в результате особых свойств породы:

$$P_к = h_к \Delta\gamma = J(S_в)\,\sigma \cos\theta \sqrt{\Phi/K}; \tag{A.4}$$

Гравитационные силы всегда определяются разностью удельных весов жидкостей, насыщающих матрицу, и жидкостей, заполняющих прилегающие трещины:

$$G = (H_в - Z)\,\Delta\gamma. \tag{A.5}$$

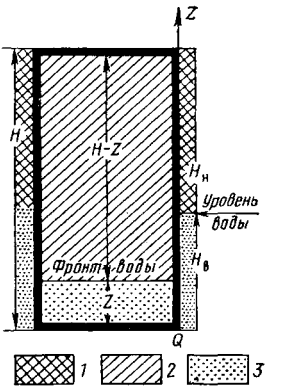


Рис. А.1. Схематическое изображение нефтенасыщенного блока матрицы при заводнении:
1 — нефть в трещинах; *2* — нефть в матрице; *3* — вода

В особом случае, когда $H_в < Z$, значение G отрицательно и, следовательно, гравитационные силы препятствуют вытеснению. Если $H_в = H$, то

$$G = (H - Z)\,\Delta\gamma. \tag{A.6}$$

I.2. Зависимость нефтеотдачи от безразмерного времени

Очень часто для наиболее общего случая блоков не очень большой высоты без существенной погрешности можно допустить, что ВНК в трещинах мгновенно перемещается от нижней грани блока до верхней. Скорость фильтрации $u_{тр} = u$, связанная со скоростью перемещения фронта воды, задается выражением

$$u = \frac{h_к + (H - Z)}{\frac{\mu_в}{K_в} Z + \frac{\mu_н}{K_н}(H - Z)}\,\Delta\gamma, \tag{A.7}$$

которое может быть также записано в виде

$$u = \frac{K_н}{\mu_н}\,\frac{h_к/H + (1 - Z_б)}{(1/M)\,Z_б + (1 - Z_б)}\,\Delta\gamma, \tag{A.8}$$

где

$$M = \frac{K_в}{\mu_в}\,\frac{\mu_н}{K_н};$$
$$Z_б = Z/H. \tag{A.9}$$

Зависимость нефтеотдачи от времени получается при подстановке в уравнение (A.8) выражения (A.3):

$$dt = \frac{1}{u}\,\Phi H d(Z/H) = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma}\,\frac{\frac{1}{M} Z_б + 1 - Z_б}{h_к/H + 1 - Z_б}\,dZ_б. \tag{A.10}$$

Исходя из дифференциального уравнения (A.10), можно получить следующие результаты.

а. Преобладание гравитационных сил

Пренебрегая членом $h_к/H$ в уравнении (A.10), получим:

$$t = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma}\,\frac{1}{M}\left[\int \frac{Z_б dZ_б}{1 - Z_б} + M\int \frac{dZ_б}{1 - Z_б} - M\int \frac{Z_б dZ_б}{1 - Z_б}\right],$$

или

$$t = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma}\,\frac{1}{M}\,[-Z_б - \ln(1 - Z_б) - M\ln(1 - Z_б) + MZ_б +$$
$$+ M\ln(1 - Z_б),$$

что окончательно дает

$$t = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma} \frac{1}{M} [Z_б (M - 1) - \ln (1 - Z_б)]. \qquad (A.11)$$

Если уравнение (А.11) записать для безразмерного времени, то получим:

$$t_{б.гр} = (M - 1) Z_б - \ln (1 - Z_б), \qquad (A.12)$$

где

$$t_{б.гр} = \frac{K_в \Delta\gamma}{\Phi_{эф} \mu_в H} t; \qquad (A.13)$$

$$\Phi_{эф} = \Phi MDE = \Phi \Delta S_н. \qquad (A.14)$$

Эффективная пористость представляет собой часть пористости, соответствующей объему пор матрицы, из которого вытеснена нефть.

б. Преобладание капиллярных сил

Пренебрегая членом $(1—Z_б)\Delta\gamma$, получим

$$dt = \frac{\Phi \mu_н H}{K_н \Delta\gamma} \frac{H}{h_к} \left[\frac{1}{M} \int Z_б dZ_б + \int dZ_б - \int Z_б dZ_б\right];$$

$$t = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma} \frac{H}{h_к} \frac{1}{M} [Z_б^2/2 + MZ_б - MZ_б^2/2]; \qquad (A.15)$$

$$t = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma} \frac{H}{h_к} \frac{1}{M} [MZ_б + (1 - M) Z_б^2/2].$$

Если время записать как безразмерный параметр, получим

$$t_{б.к} = MZ_б + (1 - M) Z_б^2/2,$$

где

$$t_{б.к} = \frac{K_н h_к \Delta\gamma M t}{\mu_н \Phi_{эф} \mu_н H} = \frac{K_в}{\mu_в} \frac{P_к}{\mu_в} \frac{1}{H^2} t. \qquad (A.17)$$

С учетом уравнения (А.4) получим

$$t_{б.к} = \frac{K K_{о.в} \sigma \cos\theta \sqrt{\Phi/K}}{\Phi \Delta S_н \mu_в H^2} t = \frac{\sigma \cos\theta \sqrt{K/\Phi} K_{о.в}}{\Delta S_н \mu_в H^2}. \qquad (A.18)$$

в. Проявление капиллярных и гравитационных сил

Исходя из уравнения (А.10), можно написать дифференциальное уравнение зависимости нефтеотдачи от времени:

$$dt = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma} \frac{1}{M} \left[\frac{Z_б}{\varepsilon - Z_б} dZ_б + M \frac{dZ_б}{\varepsilon - Z_б} - M \frac{Z_б}{\varepsilon - Z_б} dZ_б\right], \qquad (A.19)$$

где

$$\varepsilon = 1 + h_к/H. \tag{A.20}$$

Проинтегрировав уравнение, получим:

$$t = \frac{\Phi H \mu_н}{K_н \Delta\gamma} \frac{1}{M} \left[-Z_б - \varepsilon \ln(\varepsilon - Z_б) - M \ln(\varepsilon - Z_б) + \right.$$

$$\left. + MZ_б + M\varepsilon \ln(\varepsilon Z_б) \right], \tag{A.21}$$

или в безразмерной форме

$$t_{б.гр.к} = Z_б(M-1) - [M + \varepsilon(1-M)] \ln(\varepsilon - Z_б), \tag{A.22}$$

причем безразмерное время выражается так же, как и в уравнении (А.13):

$$t_{б.гр.к} = t_{б.гр} = \frac{K_в}{\mu_в} \frac{\Delta\gamma}{\Phi H} t. \tag{A.23}$$

Уравнение (А.22) имеет смысл только при $h_к/H<1$, в случае преобладания капиллярных сил $h_к/H>1$ следует воспользоваться уравнением (А.16). Это замечание является следствием требования отрицательности значения $\ln(\varepsilon - Z_б)$. $\ln(\varepsilon - Z_б)<0$, когда $h_к<HZ_б$. Поскольку $0<Z_б<1$, уравнение (А.22) применимо, когда $0<h_к<H$.

Резюмируя результаты рассмотрения трех случаев, можно констатировать следующее:

Преобладающие силы	Зависимость нефтеотдачи от времени описывается уравнением	Связь t и $t_б$ описывается выражением
Гравитационные	(А.12)	(А.13)
Капиллярные	(А.16)	(А.17, А.18)
Гравитационные и капиллярные	(А.22)	(А.23) = (А.13)

I.3. Зависимость дебита от нефтеотдачи блоков матрицы

Скорость пропитки блоков равна произведению площади сечения блока $A_{бл}$ и скорости (А.8):

$$Q_{бл} = A_{бл}\, u = A_{бл} \frac{K_н}{\mu_н} \Delta\gamma \frac{h_к/H + (1 - Z_б)}{(1/M) Z_б + (1 - Z_б)}. \tag{A.24}$$

Если выражение $A_{бл} \frac{k_н}{\mu_н} \Delta\gamma$, следуя Маскету, рассматривать как (начальный) дебит, обусловленный гравитационными силами:

$$Q_{гр.нач} = A_{бл} \frac{K_н}{\mu_н} \Delta\gamma, \tag{A.25}$$

остальная часть уравнения (А.24) может интерпретироваться как фактор истощения

$$DF = \frac{h_к/H + 1 - Z_б}{(1/M)\,Z_б + 1 - Z_б}, \qquad (A.26)$$

и уравнение (А.24) можно переписать:

$$Q_{бл} = A_{бл}\,u = Q_{гр.нач}\,DF = A_{бл}\,\frac{K_н}{\mu_н}\,\Delta\gamma\,\frac{h_к/H + (1 - Z_б)}{(1/M)\,Z_б + (1 - Z_б)}. \qquad (A.27)$$

Значение DF отражает связь дебита и нефтеотдачи при изменении $Z_б$ от 0 до 1 (что эквивалентно $0<Z<H$).

В табл. А.1 указаны значения DF при различных значениях подвижности M.

Таблица А.1

M	DF		Зависимость DF от $Z_б$
	$Z_б=0$	$Z_б=1$	
Ниже 1	$1 + h_к/H$	$Mh_к/H$	Уменьшается с ростом $Z_б$, так как $M - H/h_к < 1$
1	$1 + h_к/H$	$h_к/H$	Уменьшается с ростом $Z_б$, так как $h_к/H < 1 + h_к/H$
Выше 1	$1 + h_к/H$	$Mh_к/H$	Возрастает с ростом $Z_б$, так как $M - H/h_к > 1$

При $0<M<1$ наблюдается постепенное уменьшение скорости пропитки, так как с увеличением нефтеотдачи и времени уменьшается величина DF. В противоположность этому при $M>1$ величина Z и скорость пропитки возрастают как по мере увеличения нефтеотдачи, так и во времени. С физической точки зрения роль подвижности M сводится к следующему: при $M>1$ (что эквивалентно $\mu_н>\mu_в$) увеличение Z при подъеме фронта вытеснения соответствует уменьшению высоты $H—Z$, т. е. зоны, занятой вязкой нефтью. При этом уменьшаются потери на трение, и скорость пропитки возрастает.

Примечание. Фактор истощения можно представить как безразмерную скорость пропитки блока:

$$DF = Q_{б.бл} = Q_{бл}/Q_{гр.нач}. \qquad (A.28)$$

I.4. Зависимость скорости пропитки от времени

Зависимость скорости пропитки от времени можно установить косвенно из уравнений (А.26) и (А.27) с учетом уравнений (А.12), (А.16), (А.22) в соответствии с теми силами, которые определяют процесс вытеснения.

II. Определение зависимости нефтеотдачи от безразмерного времени

Ниже приводятся расчеты, выполненные для различных значений M и $h_к/H$.

II.1. Преобладание гравитационных сил

Расчеты проводились для значений $M=0{,}1$; 0,5; 0,8; 1; 1,2; 2,5 с использованием уравнения (А.12). Результаты расчетов приведены в табл. А.2 и на рис. А.2 и А.3.

Таблица А.2

$z_б$	$t_{б.гр}$, по уравнению (А.12) при M						
	0,1	0,5	0,8	1	1,2	2	5
1	2	3	4	5	6	7	8
0,0	0	0	0	0	0	0	0
0,1	0,015	0,055	0,085	0,105	0,125	0,205	0,3
0,2	0,043	0,123	0,183	0,223	0,263	0,423	1,023
0,3	0,087	0,207	0,297	0,357	0,417	0,657	1,557
0,4	0,151	0,311	0,431	0,511	0,591	0,911	2,111
0,5	0,243	0,443	0,593	0,693	0,793	1,193	2,693
0,6	0,376	0,616	0,796	0,916	1,036	1,516	3,316
0,7	0,574	0,854	1,064	1,204	1,344	1,904	4,004
0,8	0,889	1,209	1,449	1,609	1,769	2,409	4,809
0,9	1,493	1,853	2,123	2,303	2,483	3,203	5,903

Результаты расчетов, приведенные на рис. А.3, показывают, что в полулогарифмических координатах кривые нефтеотдачи имеют S-образную форму. Влияние величин подвижности на нефтеотдачу можно выявить, рассматривая безразмерное время, необходимое для достижения 50%-й нефтеотдачи ($t_{б0,5R}$) как функцию подвижности. При преобладании гравитационных сил связь между $t_{б0,5R}$ и M линейна (рис. А.4).

II.2. Преобладание капиллярных сил

В случае преобладания капиллярных сил проводятся аналогичные предыдущему случаю расчеты для тех же самых значений M, но по уравнению (А.16). Результаты расчетов приведены в табл. А.3 и на рис. А.5. И в случае преобладания капиллярных сил зависимость времени, необходимого для получения 50%-ной нефтеотдачи, $t_{б0,5R}$ также оказывается линейной функцией подвижности (см. рис. А.4, кривая *2*).

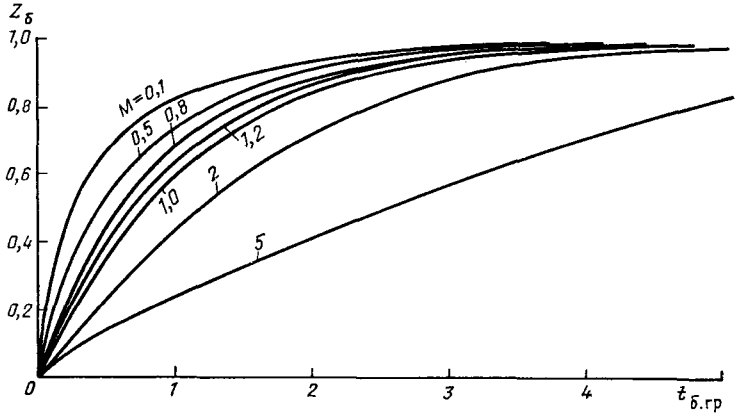


Рис. А.2. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от времени $t_{б.гр}$ при преобладании гравитационных сил (данные приведены в табл. А.2)

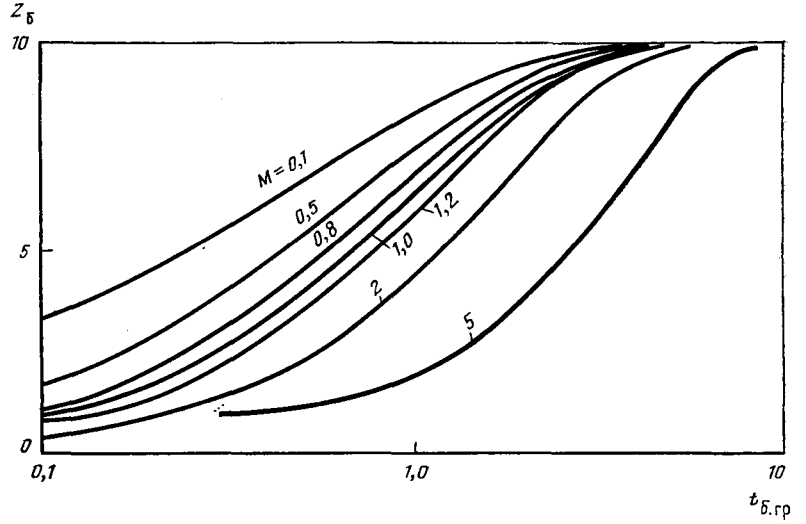


Рис. А.3. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от времени $t_{б.гр}$ при преобладании гравитационных сил (в полулогарифмическом масштабе, по данным табл. А.2)

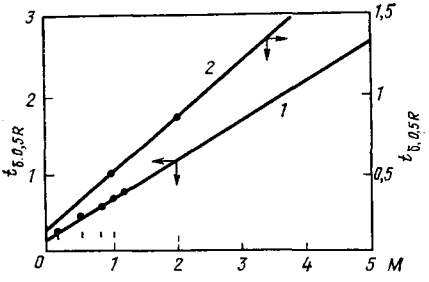


Рис. А.4. Зависимость времени $t_{б\ 0,5R}$ от M при преобладании гравитационных (*1*) и капиллярных (*2*) сил

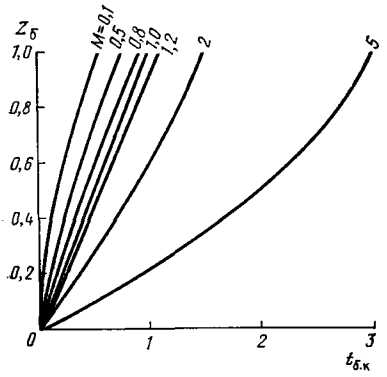


Рис. А.5. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от времени $t_{б.к}$ при преобладании капиллярных сил (на основании данных, приведенных в табл. А.3)

Таблица А.3

$Z_б$	$t_{б.к}$ по уравнению (А.16) при M						
	0,1	0,5	0,8	1	1,2	2	5
1	2	3	4	5	6	7	8
0,0	0	0	0	0	0	0	0
0,1	0,014	0,052	0,081	0,1	0,119	0,195	0,48
0,2	0,038	0,110	0,164	0,2	0,236	0,38	1,92
0,3	0,071	0,173	0,249	0,3	0,351	0,555	1,32
0,4	0,112	0,240	0,336	0,4	0,464	0,720	1,68
0,5	0,163	0,313	0,425	0,5	0,575	0,875	2,00
0,6	0,222	0,390	0,516	0,6	0,684	1,020	2,28
0,7	0,291	0,473	0,609	0,7	0,791	1,155	2,52
0,8	0,368	0,560	0,704	0,8	0,896	1,280	2,72
0,9	0,455	0,653	0,801	0,9	0,999	1,395	2,88
1,0	0,550	0,750	0,900	1,0	1,100	1,500	3,00

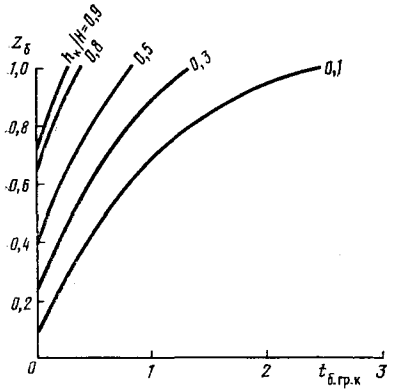


Рис. А.6. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от времени $t_{б.гр.к}$ при совместном действии капиллярных и гравитационных сил (данные приведены в табл. А.4)

Таблица А.4

$Z_б$	$t_{б.гр.к}$ по уравнению (А.22) при $h_к/H$				
	0,1	0,3	0,5	0,8	0,9
1	2	3	4	5	6
0,00	0,093				
0,10	0,020				
0,20	0,143				
0,30	0,279	0,060			
0,40	0,430	0,179			
0,50	0,601	0,310	0,100		
0,60	0,799	0,455	0,100		
0,70	1,038	0,620	0,341	0,060	
0,80	1,340	0,812	0,481	0,160	0,082
0,90	1,757	1,041	0,640	0,269	0,180
1,00	2,457	1,332	0,824	0,387	0,286

II.3. Совместное действие гравитационных и капиллярных сил

В этом особом случае расчеты проводятся с целью установления влияния величины $h_к/H$ на нефтеотдачу при некоторой заданной величине подвижности. В табл. А.4 приведены результаты расче-

тов, выполненных для подвижности $M=1{,}2$ и величин $h_к/H=0{,}1$; 0,3; 0,5; 0,8; 0,9. Результаты расчетов приведены на рис. А.6, из которого следует, что капиллярные силы оказывают заметное влияние на процесс вытеснения, когда этот процесс определяется совместным действием гравитационных и капиллярных сил.

III. Зависимость нефтеотдачи от реального времени

Для приведения результатов, полученных в разделе II в качестве функций безразмерного времени, к реальному времени воспользуемся следующими уравнениями:

для случая преобладания гравитационных сил (А.13)

$$t_{б.гр} = \frac{K_в \Delta\gamma}{\mu_в \Phi_{эф}} \frac{1}{H} t;$$

для случая преобладания капиллярных сил (А.17)

$$t_{б.к} = \frac{K_в}{\mu_в} \Delta\gamma \frac{h_к}{\Phi_{эф} H_{бл}^2} t.$$

С учетом принятых выше основных характеристик залежи для блоков высотой $H_{бл}=1$ м получим:

для безразмерного времени действия гравитационных сил

$$t_{б.гр} = \frac{0{,}3\cdot 10^{-3}\times 0{,}26\cdot 10^{-3}}{0{,}5\times 0{,}12\times 0{,}25\times 100} t \quad \text{(с)},$$

$$t \text{ (сут)} = 222{,}5\, t_{б.гр};$$

для безразмерного времени действия капиллярных сил при $h=0{,}5$; $H_{бл}=100$ см

$$t_{б.к} = \frac{0{,}3\cdot 10^{-3}\times 0{,}26\cdot 10^{-3} h_к}{0{,}5\times 0{,}12\times 0{,}25\cdot 10^{4}} t \quad \text{(с)},$$

$$t\text{(сут)} = \frac{2{,}225\cdot 10^{4}}{h_к} t_{б.к};$$

при высоте капиллярного подъема $h_к=50$ см $t\text{(сут)}=445\, t_{б.к}$.

III.1. Преобладание гравитационных сил

Пересчет результатов, приведенных в табл. А.2, с учетом простого соотношения $t\text{(сут)}=222{,}5\ t_{б.гр}$ позволяет получить зависимость нефтеотдачи от реального времени для различных значений M. Результаты пересчета приведены на рис. А.7.

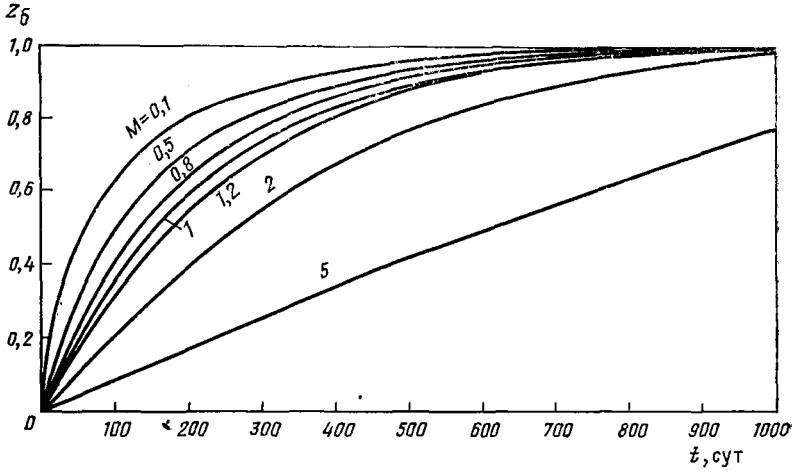


Рис. А.7. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от реального времени при преобладании процессов гравитационного дренирования

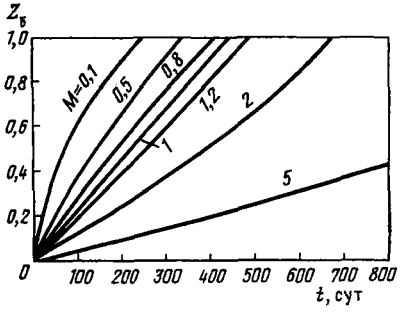


Рис. А.8. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от реального времени t при одновременном действии капиллярных и гравитационных сил

III.2. Преобладание капиллярных сил

Результаты пересчета данных, приведенных в табл. А.3, к реальному времени с учетом $h_к/H=0{,}5$ для различных значений M приведены на рис. А.8.

III.3. Совместное действие гравитационных и капиллярных сил

Результаты пересчета данных, приведенных в табл. А.4, к реальному времени с учетом зависимости $t(\text{сут})=225{,}5\ t_{б.гр}$ при $M=1{,}2$ для различных значений $h_к/H$ показаны на рис. А.9.

III.4. Сопоставление времен, необходимых для получения заданной величины нефтеотдачи

Время, необходимое для получения заданной величины нефтеотдачи ($R=0{,}5$ или $R=1$), можно оценить с учетом результатов, полученных в разделах III.2 и III.3, и зависимостей $t_{0,5R}$ от M и t_{1R} от M. Из рис. А.10 следует, что при одних и тех же величинах M для

Рис. А.9. Зависимость нефтеотдачи $Z_б$ от реального времени t при одновременном действии гравитационных и капиллярных сил

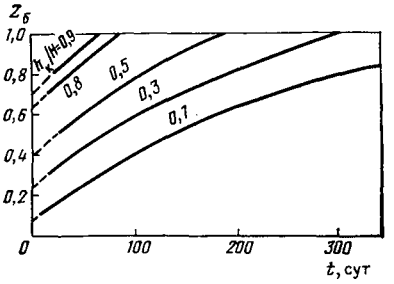
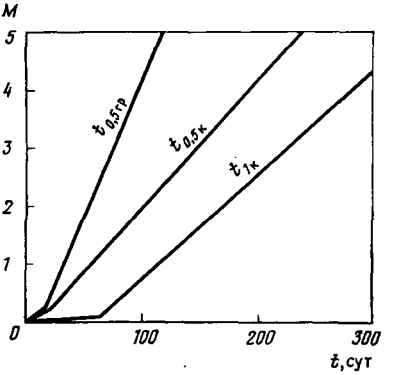


Рис. А.10. Зависимость M от $t_{0,5}$ и t_1 при преобладании капиллярных или гравитационных сил



достижения нефтеотдачи $R=0,5$ требуется меньшее время в случае преобладания гравитационных сил, чем в случае преобладания капиллярных сил (обратно тому, что изображено на рис. А.4), так как в данном примере капиллярные силы слабее ($h_к=0,5$ м) гравитационных ($h_{гр}=h_{бл}=1$ м).

IV. Скорость пропитки единичного блока

Поскольку скорость пропитки единичного блока может быть описана в безразмерной форме (А.28), вначале оценим зависимость фактора истощения DF от нефтеотдачи и времени.

IV.1. Зависимость DF от нефтеотдачи

Как следует из уравнения (А.26), фактор истощения описывается выражением

$$DF=\frac{h_к/H+1-Z_б}{(1/M)Z_б+1-Z_б},$$

причем в частном случае $h_к=0$ (проявление только гравитационных сил)

$$DF=\frac{1}{\frac{1}{M}\frac{Z_б}{1-Z_б}+1},$$

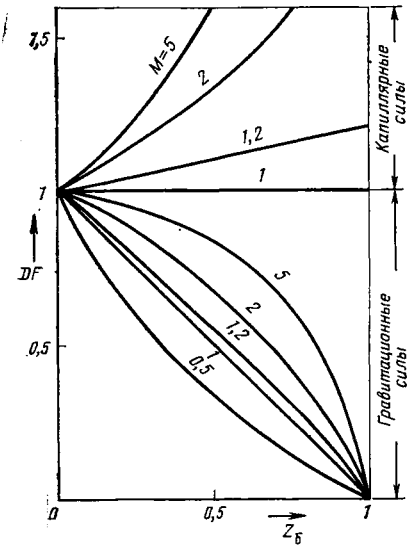


Рис. А.11. Зависимость фактора DF от нефтеотдачи $Z_б$ при преобладании гравитационных сил ($h_к=0$) и при преобладании капиллярных сил ($G=0$, $h_к/H=1$)

а если $G=0$,

$$DF=\frac{h_к/H}{(1/M)\,Z_б+1-Z_б}.$$

В табл. А. 5 представлены зависимости DF от нефтеотдачи ($Z_б$) для случаев $h_к/H=0$ и $G=0$, $h_к/H=1$ и различных значений $M>1$ и $M<1$. Проведенные расчеты позволяют сделать следующие выводы:

при $M=1$ в условиях гравитационного дренирования DF линейно уменьшается с ростом нефтеотдачи, а в условиях капиллярной пропитки DF остается постоянным ($DF=1$) независимо от величины нефтеотдачи;

при $M<1$ и преобладании гравитационных сил DF быстро снижается при небольших величинах RF, в то время как при $M>1$ более резкое снижение DF наблюдается при больших значениях RF (нефтеотдача $RF=Z_б$). В случае преобладания капиллярных сил, если $h_к=H$, DF возрастает линейно при малых M и параболически при больших M ($M>1$).

Результаты приведены в табл. А.5 и на рис. А.11.

Таблица А.5

$Z_б$	DF									
	$h_к/H=0$					$h_к/H=1$ и $G=0$				
	$M=0{,}5$	$M=1$	$M=1{,}2$	$M=2$	$M=5$	$M=5$	$M=0{,}5$	$M=1{,}2$	$M=2$	$M=5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,1	0,818	0,9	0,915	0,947	0,978	0,909	1	1,017	1.0	1,087
0,2	0,667	0,8	0,828	0,889	0,952	0,833	1	1,034	1,111	1,190
0,3	0,538	0,7	0,737	0,824	0,921	0,769	1	1,053	1,176	1,316
0,4	0,429	0,6	0,643	0,850	0,882	0,714	1	1,071	1,250	1,471
0,5	0,330	0,5	0,546	0,667	0,833	0,667	1	1,091	1,333	1,667
0,6	0,250	0,4	0,444	0,571	0,769	0,625	1	1,111	1,429	1,923
0,7	0,176	0,3	0,340	0,462	0,682	0,588	1	1,132	1,538	2,273
0,8	0,111	0,2	0,231	0,333	0,556	0,556	1	1,154	1,667	2,778
0,9	0,053	0,1	0,118	0,182	0,357	0,526	1	1,176	1,818	3,571
1,0	~0	~0	~0	~0	~0	0,500	1	1,200	2,000	5,000

IV.2. Зависимость DF от реального времени (при $M=1,2$)

Полагая, что подвижность $M=1,2$ наиболее вероятна, рассчитаем на основе результатов, приведенных в табл. А.5, реальное время, используя ранее приведенные выражения, описывающие связь $Z_б$ и времени.

1. Случай преобладания гравитационных сил. В табл. А.6 в графе 1 представлены величины нефтеотдачи, в графе 2 — реальное

Таблица А.6

$Z_б$	Преобладание гравитационных сил		Преобладание капиллярных сил		$Z_б$	Преобладание гравитационных сил		Преобладание капиллярных сил	
	t, сут	DF	t, сут	DF		t, сут	DF	t, сут	DF
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
0	0	1	0	1	0,5	178,4	0,545	130,0	1,091
0,1	28,1	0,915	26,7	1,017	0,6	233,0	0,444	154,0	1,111
0,2	59,1	0,828	53,1	1,034	0,7	302,4	0,340	177,0	1,132
0,3	93,8	0,737	78,9	1,053	0,8	398,0	0,231	201,0	1,154
0,4	132,9	0,643	104,5	1,071	0,9	558,7	0,118	225,0	1,176

время (сут), полученное из табл. А.2 пересчетом: t(сут) $=222,5\,t_{б.гр}$; данные графы 3 взяты непосредственно из графы 4 табл. А.5.

2. Случай преобладания капиллярных сил ($h_к/H=1$; $h_к=H=100$ см). В графе 4 табл. А.6 приведены значения реального времени, полученные из значений, приведенных в графе 6 табл. А.3, с учетом того, что t(сут) $=222,5\,t_{б.к}$; в графе 5 даны непосредственно значения DF из табл. А.5.

Обсуждение результатов. Величина DF снижается на 11,8% по сравнению с начальным уровнем за 558 сут в случае преобладания гравитационных сил. В то же время она незначительно возрастает в случае преобладания капиллярных сил ($h_к/H=1$) в течение 225 сут. Полученные результаты показывают, что процесс вытеснения имеет существенно лучшие характеристики в случае преобладания капиллярных сил, чем при вытеснении за счет гравитационных сил, так как в первом случае скорость пропитки не уменьшается и конечная нефтеотдача достигается за меньший отрезок времени.

IV.3. Зависимость скорости пропитки единичного блока от времени

Используя уравнения (А.24) и (А.25), с учетом основных параметров получим следующие результаты:

$$Q_{гр.нач}=A_{бл}\frac{K_н}{\mu_н B_н}\Delta\gamma=10^4\frac{0,7\cdot10^{-3}}{1,4\times1,25}\times0,26\cdot10^{-3}=1,04\cdot10^{-3}\ \text{см}^3/\text{с};$$

Таблица А.7

Преобладание гравитационных сил		Преобладание капиллярных сил		Преобладание гравитационных сил		Преобладание капиллярных сил	
$Q_{бл}$, 10^{-5} м³/сут	t, сут	$Q_{бл}$, 10^{-5} м³/сут	t, сут	$Q_{бл}$, 10^{-5} м³/сут	t, сут	$Q_{бл}$, 10^{-5} м³/сут	t, сут
1	2	3	4	1	2	3	4
8,98	0	8,98	0	4,89	176,5	9,79	127,9
8,21	27,8	9,13	26,5	3,98	230,6	9,97	152,2
7,43	58,5	9,28	52,5	3,05	299,1	10,16	176,0
6,61	92,8	9,45	78,1	2,07	393,6	10,36	199,4
5,77	131,5	9,61	103,2	1,05	552,5	10,56	222,3

$Q_{гр.нач} = 8{,}98 \cdot 10^{-5}$ м³/сут;

$Q_{бл} = Q_{гр.нач} DF = 8{,}98 \cdot 10^{-5} DF$.

Зависимость дебита $Q_{бл}$ от времени приведена в табл. А.7 на основе данных табл. А.6.

IV.4. Зависимость дебита скважины от времени

Дебит скважины в описанных условиях можно получить из выражения

$$n_{бл} n_{рядов} Q_{бл} = Q_{скв} = \frac{F_{др} H_{бл}}{V_{бл}} n_{рядов} Q_{бл},$$

где $n_{бл}$ и $n_{рядов}$ — соответственно число блоков в ряду и число рядов; $F_{др}$ — площадь дренирования. Таким образом, дебит скважины составит

$$Q_{скв} = \frac{(10^3) \times 1}{1} 10 Q_{бл} = 10^7 Q_{бл},$$

откуда получим зависимость дебита скважины от времени, приведенную в табл. А.8.

Таблица А.8

$Q_{скв}$, м³/сут	t, сут	$Q_{скв}$, м³/сут	t, сут	$Q_{скв}$, м³/сут	t, сут
1	2	1	2	1	2
898	0	305	302,4	961	104,5
821	28,1	207	398,0	979	130,0
743	59,1	105	552,7	997	154,0
661	93,8	898	0	1016	177,0
577	132,9	913	26,7	1036	301,0
489	178,4	928	53,1	1056	225,0
398	233,0	945	78,9		

Примечание. Зависимость дебита от времени, приведенная в табл. А.8, в обоих случаях (преобладание капиллярных или гравитационных сил) соответствует случаю, когда 10 одометровых блоков одновременно дренируются (пропитываются) в результате мгновенного перемещения ВНК в трещинах ($t=0$) на 10 м.

Задача В

На основе тех же исходных данных, что и в задаче А, требуется оценить дебит скважины при следующих условиях.

1. Необходимо получить зависимость дебита скважины от времени в условиях гравитационного вытеснения, предположив, что $M=1{,}2$; $H_{бл}=0{,}1$; 1; 10 м при мгновенном перемещении ВНК в трещинах на 10 м вверх.

2. Необходимо получить зависимость дебита скважины от времени в условиях капиллярного вытеснения, предположив $h_к/H_{бл}=5$ или $h_к=5$ м при высоте блоков $H_{бл}=1$ м (считается, что скважина дренирует площадь радиусом $r_{др}=500$ м).

Решение

I. Оценка зависимости дебита скважины от времени при гравитационном дренировании

I.1. Безразмерные соотношения

Используя исходные данные задачи А и учитывая, что

$$M=\frac{K_{о.в}}{K_{о.н}}\frac{\mu_н}{\mu_в}, \qquad (В.1)$$

что дает

$$M=\frac{0{,}3}{0{,}7}\times\frac{1{,}4}{0{,}5}=1{,}2,$$

графы 1 и 6 табл. А.2 можно переписать в графы 1 и 2 табл. В.1 в качестве исходных данных зависимости нефтеотдачи от времени, которая использована в дальнейших расчетах.

I.2. Реальное время

Предполагая, что при указанных трех высотах блоков ВНК в трещинах поднимается мгновенно, можно вычислить время гравитационного дренирования:

$$t_{б.гр}=\frac{K_в}{\mu_в}\Delta\gamma\frac{1}{\Phi_{эф}}\frac{1}{H}t=\frac{0{,}3\cdot10^{-3}}{0{,}5}\times0{,}26\cdot10^{-3}\times$$
$$\times\frac{1}{0{,}12\times0{,}25}\frac{1}{H}t,$$

где

$$\Phi_{эф} = \Phi \Delta S_{в} = 0{,}12 \times 0{,}25 = 0{,}03;$$

$$K_{в} = K_{о.в} K = 0{,}3 \times 1 \cdot 10^{-3} = 0{,}3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2.$$

Зависимость времени дренирования от высоты блока принимает вид: $t_{б.гр} = 5{,}2 \cdot 10^{-6}\ t/H$ (с); $t\text{(с)} = 1{,}92 \cdot 10^{5} \cdot H t_{б.гр}$; $t\text{(сут)} = 2{,}225\, t_{б.гр} H$, что окончательно дает: $t\text{(сут)} = 2225\, t_{б.гр}$ для $H = 10$ м; $t\text{(сут)} = 222{,}5\, t_{б.гр}$ для $H = 1$ м; $t\text{(сут)} = 22{,}25\, t_{б.гр}$ для $H = 0{,}1$ м.

Расчетные значения времени представлены в табл. В. 1 (графы 3, 4 и 5).

I.3. Дебит скважины при дренировании единичного ряда блоков

Дебит единичного блока при гравитационном дренировании перепишем из графы 1 табл. А.7 в графу 6 табл. В. 1. Дебит единичного

Таблица В.1

$Z_б$	$t_{б.гр}$	t, сут			$Q_{бл}$	$Q_в$, м³/сут		
		$H_{бл} = 0{,}1$ м	$H_{бл} = 1$ м	$H_{бл} = 10$ м	10^{-5} м³/сут	$H_{бл} = 10$ м	$H_{бл} = 1$ м	$H_{бл} = 0{,}1$ м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	0	0	0	8,98	70,4	704	7040
0,1	0,125	2,78	27,8	278	8,21	64,4	644	7040
0,2	0,263	5,85	58,5	585	7,43	58,3	583	5830
0,3	0,417	9,28	92,8	928	6,61	51,8	518	5180
0,4	0,597	13,15	131,5	1315	5,77	45,2	452	4520
0,5	0,793	17,65	176,5	1765	4,89	38,3	383	3830
0,6	1,036	23,06	230,6	2306	3,98	31,2	312	3120
0,7	1,344	29,91	299,1	2991	3,05	23,9	239	2390
0,8	1,769	39,36	393,6	3936	2,07	16,2	162	1620
0,9	2,483	55,25	552,5	5525	1,05	8,24	82,4	824
1,0	∞							

ряда блоков при круговой площади дренирования, радиус которой равен 500 м, найдем, вычислив сначала число блоков в ряду:

$$n_{бл} = \frac{F_{др}}{F_{бл}} = \frac{\pi\, 500^2}{1} = 7{,}85 \cdot 10^{5},$$

где $F_{др}$ — площадь дренирования; $F_{бл}$ — площадь одного блока.

Тогда дебит ряда

$$Q_{ряда} = Q_{бл}\, n_{бл} = Q_{бл} \times 7{,}85 \cdot 10^{5}.$$

I.4. Дебит скважины в результате подъема ВНК на $H_в = 10$ м при $t \geqslant 0$

Число рядов блоков зависит от высоты блока: если $H_{бл} = 10$ м $n_{рядов} = 1$ ряд; если $H_{бл} = 1$ м $n_{рядов} = 10$ рядов; если $H_{бл} = 0{,}1$ м $n_{рядов} = 100$ рядов.

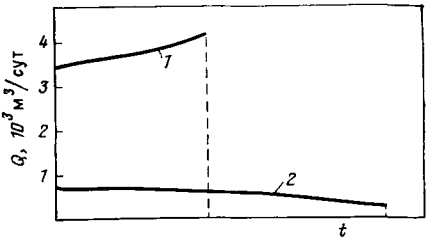


Рис. В.1. Изменения дебита скважины во времени при капиллярном впитывании и гравитационном дренировании (кривые рассчитаны при условии, что $H_{бл}=1$, $H_в=10$ м, $h_к/H=5$):

1 — капиллярная пропитка; *2* — гравитационное дренирование

Дебит скважины для всех трех случаев задается выражением

$$Q_{скв} = n_{рядов} Q_{ряда} = n_{рядов} Q_{бл}\, 7{,}85 \cdot 10^5,$$

откуда имеем: для $H_{бл}=10$ м $Q_{скв}=Q_{бл}\, 7{,}85\cdot 10^5$; для $H_{бл}=1$ м $Q_{скв}Q_{бл}\, 7{,}85\cdot 10^6$; для $H_{бл}=0{,}1$ м $Q_{скв}=Q_{бл}\, 7{,}85\cdot 10^7$.

Результаты расчетов приведены в графах 7, 8 и 9 (соответственно для $H_{бл}=10$; 1; 0,1 м) табл. В.1. Зависимость дебита от времени отражена на рис. В.1. Результаты расчетов в табл. В.1 показывают, что при мгновенном изменении уровня ВНК на $H_в=10$ м при $t=0$ высота блоков играет решающую роль.

Можно отметить, что коллектор, разбитый на малые блоки (что эквивалентно высокой плотности трещин), характеризуется высокими дебитами и малым временем дренирования. В действительности, сравнивая показатели процесса дренирования коллектора, представленного блоками высотой 0,1 м и блоками высотой 10 м, можно отметить существенное сокращение времени дренирования и увеличение дебита в первом случае. Время получения 50%-ной нефтеотдачи $t_{0,5R}$ составляет 17,8 сут для блоков высотой 0,1 м и 1780 сут для блоков высотой 10 м. В то же время дебит для блоков высотой 0,1 м равен 3830 м^3/сут для блоков высотой 10 м — 38,3 м^3/сут. Сравнение результатов вычислений (см. табл. В.1) показывает, что характеристики процесса дренирования намного лучше в коллекторе с высокой плотностью трещин, что эквивалентно малой высоте блоков.

II. Оценка дебита скважины и его изменения во времени при капиллярной пропитке

Запишем выражение для дебита скважины:

$$Q_{скв} = n_{рядов} Q_{ряда} = n_{рядов}\, n_{бл.р} Q_{бл} = n_{рядов}\, n_{бл.р} Q_{гр.нач}\, DF.$$

Учитывая, что вытеснение нефти происходит за счет капиллярной пропитки, получим

$$Q_{скв} = n_{рядов}\, n_{бл} Q_{гр.нач} DF = n_{рядов} n_{бл} A_{бл} \frac{K_н}{\mu_н B_н} \Delta\gamma \frac{h_к/H}{(1/M)Z_б + 1 - Z_б}.$$

В случае $H_в=10$ м (при $t=0$) с учетом того, что для блоков высотой $H_{бл}=1$ м число рядов $n_{рядов}=10$; $n_{бл}=7{,}85\cdot 10^5$, получим

$$Q_{скв} = 10 \times 7{,}85 \cdot 10^5 \times 8{,}98 \cdot 10^{-5} (h_к/H)/[(1/M)\, Z_б + 1 - Z_б].$$

Результаты расчетов приведены в табл. В.2, где в графах 1 и 2 соответственно даны значения нефтеотдачи $Z_б$ и безразмерного времени $t_{б.к}$ для значения подвижности $M=1{,}2$, взятые соответственно из граф 1 и 6 табл. А.3. В графе 3 дано значение $Q_{скв}$ для $h=5$ м как функции $Z_б$; $Q_{скв}=3524/(1-0{,}166\,Z_б)$. В графе 4 приведено значение времени, полученное из уравнения

$$t(\text{сут}) = \frac{222{,}5\times 100}{500}\, t_{б.к} \approx 45\, t_{б.к}.$$

Сравнивая расчетные величины для блоков высотой $H_{бл}=1$ м в случаях гравитационного дренирования (графы 4 и 8 табл. В.1) и капиллярной пропитки ($h_к=5$ м) (графы 3 и 4 табл. В.2), можно

Таблица В.2

$Z_б$	$t_{б.к}$	Q, м³/сут	t, сут	$Z_б$	$t_{б.к}$	Q, м³/сут	t, сут
0,0	0	3524	0,00	0,6	0,684	3913	30,78
0,1	0,12	3583	5,40	0,7	0,791	3987	35,60
0,2	0,236	3645	10,60	0,8	0,896	4163	40,30
0,3	0,351	3708	15,80	0,9	0,999	4143	44,90
0,4	0,464	3774	20,80	1,0	1,000	4225	45,00
0,5	0,575	3842	25,80				

сделать вывод, что высокие значения капиллярного давления оказывают существенное влияние на дебит. Как видно из рис. В.1, при капиллярной пропитке данный объем нефти извлекается при высоких дебитах за короткое время, тогда как при отсутствии капиллярных сил (гравитационное дренирование) дебиты малы и для извлечения того же объема нефти требуется в 10 раз большее время.

Примечание. Результаты, полученные в рассмотренной задаче, соответствуют благоприятным условиям: высокая активность капиллярных сил ($h_к/H_{бл}=5$), хорошая проницаемость матрицы ($K=1\cdot 10^{-3}$ мкм²) и средняя высота блоков ($H_{бл}=1$ м).

Задача С

Необходимо для нефтенасыщенного трещиноватого коллектора при радиусе дренирования скважины $r_{др}=500$ м оценить следующие параметры.

1. Коэффициент продуктивности скважины при упругом режиме.
2. Зависимость дебита скважины как функцию скорости снижения давления ($Q=f(dp/dt)$ также при упругом режиме.
3. Добычу за счет других механизмов вытеснения нефти, если заданный дебит скважины равен 400 м³/сут, а скорость снижения давления $dp/dt = D_{P_{нас}} = 2{,}2$ МПа/год.

4. Высоту ВНК в трещинах, необходимую для удовлетворения условий п. 3, предположив наличие гравитационного дренирования. Условия гравитационного дренирования такие же, как и в п. 4 (см. задачу А).

Исходные данные: свойства пород: $K_н = 10^{-4} \cdot 10^{-3}$ мкм^2; $\Phi = 0{,}12$; $S_{в.св} = 0{,}27$; $C_P = 6{,}53 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; $\Phi_{эф} = 0{,}12 \times 0{,}73 = 0{,}087$; $K_{о.в} = 0{,}7$; свойства жидкостей: $B_н = 1{,}25$; $\mu_н = 1{,}4$ мПа·с; $\gamma_н = 0{,}82$ кг/дм^3; $\gamma_в = 1{,}08$ кг/дм^3; $C_н = 1{,}16 \cdot 10^2$ 1/МПа; $C_в = 4{,}35 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; $P_{нач} = 26$ МПа; $P_{нас} = 18{,}0$ МПа. Общая мощность $H = 100$ м, форма и размер блока соответствуют кубу со стороной 1 м.

Решение

I. Коэффициент продуктивности

I.1. Теоретические предпосылки

Дебит для единичного блока матрицы в случае упругого режима представляет собой сумму дебитов для каждой из шести граней кубического блока. Перепад давления ΔP между центром блока (рис. С.1) и трещиной направлен вдоль отрезка длиной $a/2$. В этом случае

$$Q_{бл} = 6 \frac{K_н}{\mu_н B_н} a^2 \frac{\Delta P}{\Delta L} = 6 \frac{K_н}{\mu_н B_н} a^2 \frac{\Delta P}{a/2} = 12 \frac{K_н}{\mu_н B_н} \frac{\Delta P}{1/a}. \qquad (С.1)$$

Коэффициент продуктивности для единичного блока при этом составит

$$PI_{1\,бл} = 12 \frac{K_н}{\mu_н B_н} \frac{1}{1/a}. \qquad (С.2)$$

Коэффициент продуктивности скважины является суммой коэффициентов продуктивности для n блоков. Внутри коллектора, где высота резервуара $H_{рз}$ полагается постоянной:

$$n_{бл} = V_{колл}/V_{бл} = \frac{\pi r_{др}^2 H_{рз}}{a^3}. \qquad (С.3)$$

Таким образом,

$$PI_{скв} = 12 \frac{K_н}{\mu_н B_н a} \frac{\pi r_{др}^2 H_{рз}}{a^3}. \qquad (С.4)$$

I.2. Численная оценка

Коэффициент продуктивности по уравнению (С.4) равен

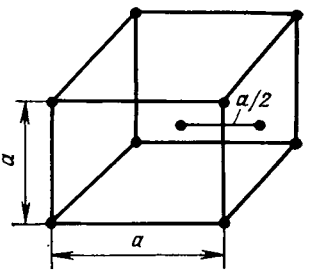


Рис. С.1. Модель блока матрицы в форме куба

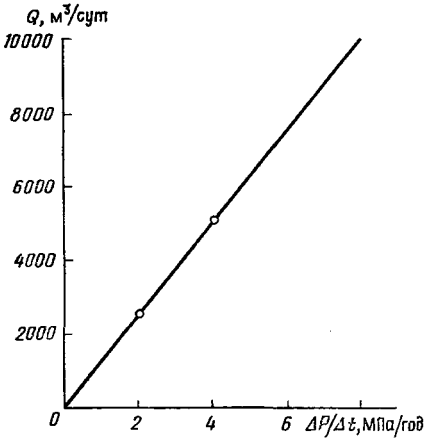


Рис. С.2. Зависимость дебита скважины Q от темпа снижения пластового давления при упругом режиме

$$PI_{\text{скв}} = 12\,\frac{0{,}091\cdot 10^{-4}}{1{,}4\times 1{,}25\times 100}\times$$

$$\times\,\frac{\pi\,(500)^2\times 100}{1} =$$

$$= 5{,}38\cdot 10^{3}\ \text{см}^3/(\text{с}\cdot\text{МПа});$$

$$PI_{\text{скв}} =$$

$$= 4{,}65\cdot 10^{2}\ \text{м}^3/(\text{сут}\cdot 0{,}1\ \text{МПа}).$$

II. Дебит скважины

Изменения дебита скважины при различных скоростях снижения давления от 0,1 до 8,0 МПа/год приведены на рис. С.2. Рассмотрим случай, когда скорость снижения давления

$$\Delta P/\Delta t = 0{,}1\ \text{МПа/год};\quad \Delta P_{\text{сут}} = \Delta P_{\text{год}}/365 = 2{,}73\cdot 10^{-3}\Delta P_{\text{год}}. \quad \text{(С.5)}$$

Дебит скважины

$$Q_{\text{скв}} = PI_{\text{скв}}\,\Delta P = 46{,}5\cdot 10^{2}\times 2{,}73\cdot 10^{-4},$$

$$Q_{\text{скв}} = 127\ \text{м}^3/\text{сут}.$$

Отметим, что при упругом режиме дебит скважины при $K = 10^{-4}\cdot 10^{-3}$ мкм^2 достаточно высок при низких темпах снижения пластового давления.

На рис. С.2 прямая линия отражает зависимость Q от $\Delta p/\Delta t$. Для значений $\Delta p/\Delta t$, равных 2 МПа/год, дебиты Q соответственно составят 1270 и 2500 м^3/сут.

III. Определение дебита скважины при упругом режиме по методу материального баланса

III.1. Теоретические предпосылки

Уравнение материального баланса при упругом режиме можно записать в следующем виде:

$$N_{\text{д}}B_{\text{н}} = C_{\text{н.р}}\,NB_{\text{н.нач}}\,(P_{\text{нас.нач}} - P_{\text{нас}}) \quad \text{(С.6)}$$

и представить в дифференциальной форме как добычу на единицу снижения давления в залежи:

$$\frac{\Delta N_{\text{д}}}{P_{\text{нас.нач}} - P_{\text{нас}}} = \frac{\Delta N_{\text{д}}}{\Delta P_{\text{нас}}} = C_{\text{н.р}}\,N\,\frac{B_{\text{н.нач}}}{B_{\text{н}}}. \quad \text{(С.7)}$$

Потенциальная продуктивность залежи, как и дебит, зависит от темпа снижения пластового давления $D_{P_{\text{нас}}} = \Delta P_{\text{р}}/\Delta t$. Поэтому дебит скважины должен быть равен:

$$Q_{\text{скв.упр}} = \frac{\Delta N_{\text{д}}}{\Delta P_{\text{нас}}} \frac{\Delta P_{\text{нас}}}{\Delta t} = N \frac{B_{\text{нач}}}{B_{\text{н}} C_{\text{н.р}}} D_{P_{\text{нас}}} \qquad \text{(С.8)}$$

Поскольку запасы нефти в пластовых условиях в зоне скважины, дренирующей площадь радиусом $r_{\text{др}}$ при общей мощности пласта H, задаются выражением

$$N = \pi r_{\text{др}}^2 H\Phi (1 - S_{\text{в.нач}})/B_{\text{н.нач}} = \pi r_{\text{др}}^2 H\Phi_{\text{эф}}/B_{\text{н.нач}} \qquad \text{(С.9)}$$

дебит скважины с учетом уравнения (С.8) составит:

$$Q_{\text{скв.упр}} = \frac{B_{\text{н.нач}}}{B_{\text{н}}} C_{\text{н.р}} \frac{\pi r_{\text{др}}^2 H\Phi_{\text{эф}}}{B_{\text{н.нач}}} = D_{P_{\text{нас}}} \pi r_{\text{др}}^2 H\Phi_{\text{эф}} C_{\text{н.р}} D_{P_{\text{нас}}} / B_{\text{н}}, \qquad \text{(С.10)}$$

где

$$C_{\text{н.р}} = C_{\text{н}} + \frac{C_{\text{в}} S_{\text{в}} + C_{\text{р}}}{1 - S_{\text{в.нач}}} . \qquad \text{(С.11)}$$

III.2. Численная оценка

Сжимаемость $C_{\text{н.р}}$ определяется следующим образом:

$$C_{\text{н.р}} = 1{,}16 \cdot 10^{-2} \frac{4{,}35 \cdot 10^{-4} \times 0{,}27 + 6{,}53 \cdot 10^{-4}}{0{,}73} = 1{,}26 \cdot 10^{-2} \text{ 1/МПа}.$$

Дебит скважины $Q_{\text{скв.упр}}$ при $D_{P_{\text{нас}}} = 2$ МПа/год с учетом всех исходных данных составит

$$Q_{\text{скв.упр}} = 3{,}14 \times 500^2 \times 100 \times 0{,}087 \times 1{,}26 \cdot 10^{-2} \times 2{,}0/(365 \times 1{,}25) =$$
$$= 33 \text{ м}^3\text{/сут}.$$

Примечание. При темпе снижения пластового давления $D_{P_{\text{нас}}} = 2$ МПа/год $= 0{,}0548$ МПа/сут дебит составляет всего 33 м^3/сут, что значительно ниже требуемого дебита 400 м^3/сут. Требуемый условием задачи дебит может быть получен только в том случае, если добыча будет осуществляться с помощью некоторого вспомогательного механизма вытеснения в дополнение к упругому режиму работы залежи.

IV. Определение высоты ВНК при комбинированном режиме (истощение + дренирование)

IV.1. Теоретические предпосылки

Если добыча получается за счет упругого режима и капиллярной пропитки, то дебит скважины можно выразить суммой:

$$Q_{\text{скв}} = Q_{\text{скв.упр}} + Q_{\text{скв.проп}}, \tag{С.12}$$

где

$$Q_{\text{скв.упр}} = \pi r_{\text{др}} H \Phi (1 - S_{\text{в.нач}}) C_{\text{н.р}} D_{P_{\text{нас}}} / B_{\text{н}}, \tag{С.13}$$

$$Q_{\text{скв.проп}} = n_{\text{рядов}} n_{\text{бл}} Q_{\text{пр.нач}} DF \frac{H_{\text{скв}} \pi r_{\text{др}}^2}{H_{\text{бл}} \partial^2} \partial^2 \frac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}} B_{\text{н}}} \Delta\gamma DF. \tag{С.14}$$

Так как общее число блоков, имеющих форму параллелепипеда, определяется выражением

$$n_{\text{бл.общ}} = n_{\text{рядов}} n_{\text{бл}} = \frac{\pi r_{\text{др}}^2 H_{\text{в}}}{a^2 H_{\text{бл}}},$$

уравнение (С.12) принимает вид

$$Q_{\text{скв}} = \frac{\pi r_{\text{др}}^2}{B_{\text{н}}} \left[H \Phi (1 - S_{\text{в.нач}}) C_{\text{н.р}} D_{P_{\text{нас}}} + \frac{H_{\text{скв}}}{H_{\text{бл}}} \frac{K_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} \Delta\gamma DF \right], \tag{С.15}$$

откуда следует, что уровень ВНК пропорционален высоте блоков:

$$H_{\text{в}} / H_{\text{бл}} = \left[Q_{\text{в}} B_{\text{н}} / \pi r_{\text{др}}^2 - H \Phi (1 - S_{\text{в.нач}}) C_{\text{н.р}} D_{P_{\text{нас}}} \right] / (K_{\text{н}} / \mu_{\text{н}}) \times \times \Delta\gamma DF. \tag{С.16}$$

Величина $H_{\text{в}}$ соответствует высоте ВНК, необходимой для того, чтобы обеспечить требуемый дебит при заданной величине $D_{P\,\text{нас}}$.

IV.2. Численная оценка уровня ВНК

$$H_{\text{в}}/H_{\text{бл}} = \left[\frac{400 \times 1{,}25}{3{,}14 \times 500^2} - 100 \times 0{,}087 \times 1{,}26 \cdot 10^{-2} \times 2{,}0/365 \right] \times$$

$$\times 1{,}4/0{,}7 \cdot 10^{-3} \times 0{,}26 \cdot 10^{-3} \frac{86400}{100} DF,$$

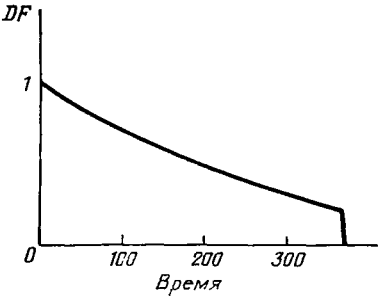
$$H_{\text{в}}/H_{\text{бл}} = 0{,}214/DF.$$

Примечание. Заметим, что скорость $(K_{\text{н}}/\mu_{\text{н}})\Delta\gamma$ переводится в единицы м/сут путем умножения ее на 86400/100 см.

IV.3. Определение скорости перемещения ВНК в трещинах

Для оценки скорости перемещения ВНК за первый год разработки может быть использована следующая упрощенная процедура. По-

Рис. С.3. Зависимость DF от времени (по данным табл. А.6, графы 2, 3)



скольку результаты расчетов в задаче А остаются значимыми и для данной задачи, графы 2 и 3 табл. А.6 можно использовать для построения графика DF (рис. С.3); $(DF)_{год} \approx 0{,}56$.

Средняя скорость перемещения ВНК составляет $(H_в)_{год} = H_{бл} \times \times 365 \times 0{,}214 \approx 54$ м/год (для $H_{бл} = 1$ м).

Задача D

Из нефтенасыщенного коллектора добыча получается за счет упругих сил и одного из механизмов дренирования. Коллектор представлен трещиноватым известняком (рис. *D*. 1, *а*), блоки которого можно представить в виде параллелепипедов (рис. *D*. 1, *б*). Из залежи ведется добыча нефти в течение двух лет, данные о разработке и все необходимые данные о свойствах коллектора известны.

Требуется:

1) оценить высоту блоков для адаптации величин пластового давления с учетом замеренного изменения пластового давления как функции времени. Площадь основания блоков равна 1 м^2, а высота $H_{бл} = 2$ м (параллелепипед);

2) предсказать параметры разработки в последующие 3 года при ограничении добычи до 1 500 000 м^3/год.

Исходные данные: площадь поверхности ВНК $S = 5{,}62 \cdot 10^6$ м^2; этаж нефтеносности $H_н = 80$ м; физические свойства пород: пористость $Ф = 0{,}145$; начальная водонасыщенность $S_{в.нач} = 0{,}32$, оста-

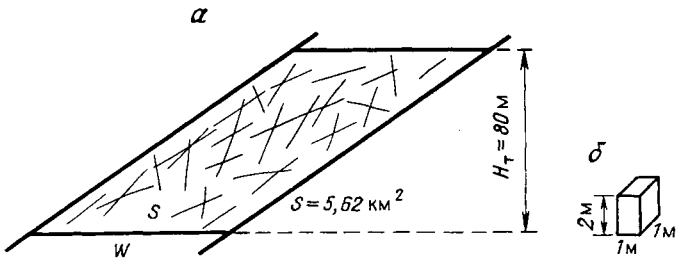


Рис. D.1. Схематическое изображение трещиноватого коллектора:
а — вертикальный разрез; *б* — модель одного блока

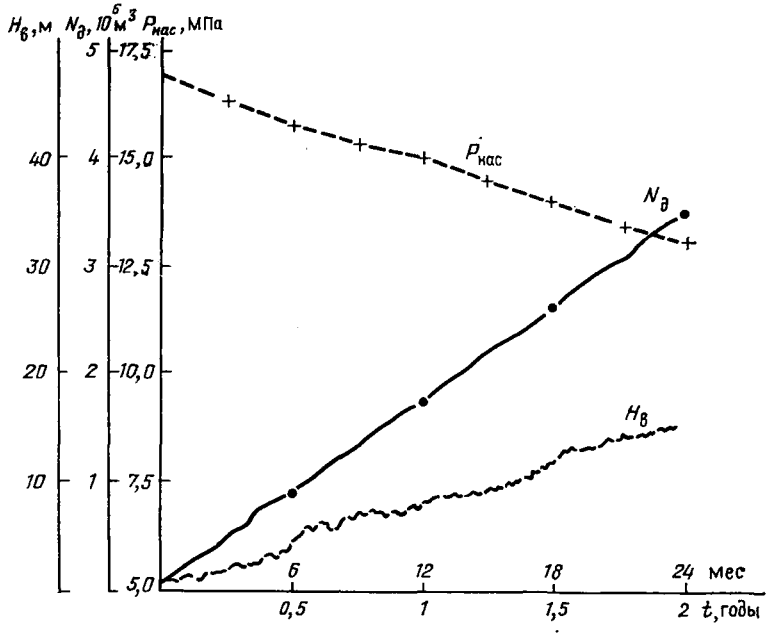


Рис. D.2. Динамика основных характеристик залежи $H_в$, $N_д$, $P_{нас}$ во времени за первые два года разработки

точная нефтенасыщенность $S_{н.о}=0{,}26$; относительная проницаемость для нефти $K_{о.н}=0{,}7$; свойства жидкостей: начальное пластовое давление $P_{нас.нач}=26{,}8$ МПа; давление насыщения 16 МПа; начальный объемный фактор $B_н=1{,}34$; сжимаемость нефти $C_{н.р}=1{,}48\cdot10^{-2}$ 1/МПа. Количество эксплуатационных скважин 10.

Дебиты, уровень ВНК в трещинах и зависимость пластового давления от времени даны в табл. D. 1 и на рис. D. 2.

На основе лабораторных экспериментов получена зависимость нефтеотдачи от времени, приведенная на рис. D. 3. В лаборатории использовались образцы длиной 8 см, $K_{ср}=1\cdot10^{-3}$ мкм^2 и $\Phi_{ср}=$

Таблица D.1

Время, мес	ΔP, МПа	$P_{нас}$, МПа	$N_д$, м^3	$H_в$, м
0	0	26,8	0	0
6	0,9	25,9	871000	4
12	1,6	25,2	1442000	8
18	2,6	24,2	2605000	12
24	3,3	23,5	349200	16

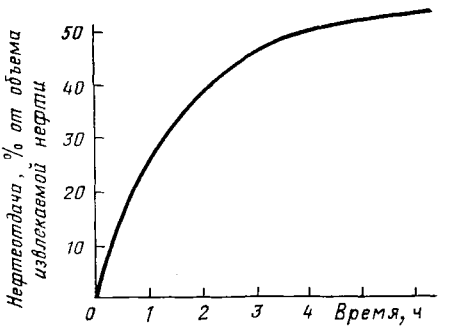


Рис. D.3. Зависимость нефтеотдачи от времени, полученная на основании лабораторных экспериментов (средние значения: $H_{бл}=8$ см; $K=1\cdot10^{-3}$ мкм^2; $\Phi=0{,}145$; $\mu_в=1{,}05$ мПа·с; $\sigma_{в.-возд}=70\cdot10^{-3}$ Н/м)

$=0{,}145$. В экспериментах воздух вытеснялся водой, имеющей вязкость $\mu_в=1{,}05$ мПа·с, межфазное натяжение составляло $\sigma_{возд}=70\cdot10^{-3}$ Н/м.

Решение

I. Оценка высоты блока по кривой падения пластового давления

Адаптация математической модели проводилась по кривой падения давления путем варьирования средней высоты блока. Расчеты выполнялись для блоков высотой от 0,3 до 3 м, и лучшие результаты были получены для блоков, имеющих среднюю высоту порядка 2 м.

I.1. Определение параметров для залежи, разбитой на блоки высотой 2 м, на основе лабораторных экспериментов

На основе экспериментальных данных, которые приведены на рис. D.3, разработана «модель идеального блока матрицы». Масштабные пересчетные коэффициенты получены из уравнения Маттакса (9.71) в гл. 9. Эксперименты проводились на естественном образце.

$$t_{мод}=t_{пл}\left[\frac{\sigma\cos\theta}{\mu H^2}\sqrt{K/\Phi}\right]_{пл}\Big/\left[\frac{\sigma\cos\theta}{\mu H^2}\sqrt{K/\Phi}\right]_{мод};$$

$$t_{мод}=t_{пл}\left[\frac{32\times\cos 28^\circ}{0{,}78\times200^2}\right]_{пл}\Big/\left[\frac{70\cos^\circ}{1{,}05\times8^2}\right]_{мод}=t_{пл}\times8{,}69\cdot10^{-4}$$

или $t_{пл}(\text{ч})=1150\,t$ м (ч); $t_{пл}(\text{сут})=47{,}9\,t$ м (сут).

Для блока высотой 2 м зависимость нефтеотдачи от времени представлена на рис. D.4 в обычных координатах, а на рис. D.5 в полулогарифмических.

I.2. Расчет объема нефти, извлекаемой из одного ряда блоков

Объем нефти, извлекаемый из одного ряда блоков, определяется выражением

$$SH\Phi\,(1 - S_{\text{в.нач}} - S_{\text{н.о}})/B_{\text{н}},$$

или $5{,}62/10^6 \times 2 \times 0{,}145 \quad (1-0{,}32-0{,}26)/1{,}34 = 511/10^5$ м^3, где $S = 5{,}62 \cdot 10^6$ м^2 — площадь поверхности ВНК.

При высоте блоков, составляющей 2 м, и скорости перемещения ВНК 8 м/год зависимость нефтеотдачи от времени можно рассчитать для каждого интервала времени заводнения, используя график, приведенный на рис. D.5.

Результаты расчетов представлены в табл. D.2 для трехмесячных интервалов за двухгодичный срок. Для каждого ряда блоков высотой 2 м в табл. D.2 дается суммарная нефтеотдача.

Таблица D.2

Время, мес	Нефтеотдача для одного ряда блоков, %								Суммарная нефтеотдача, %	Добыча нефти за счет пропитки $N_{\text{д.проп}}$
	1	2	3	4	5	6	7	8		10^6 м^3
3	38	—	—	—	—	—	—	—	38	0,194
6	50	38	—	—	—	—	—	—	88	0,449
9	54	50	38	—	—	—	—	—	142	0,725
12	54	54	50	38	—	—	—	—	196	1,000
15	54	54	54	50	38	—	—	—	250	1,270
18	54	54	54	54	50	38	—	—	304	1,820
21	54	54	54	54	54	50	38	—	358	1820
24	54	54	54	54	54	54	50	38	412	2100

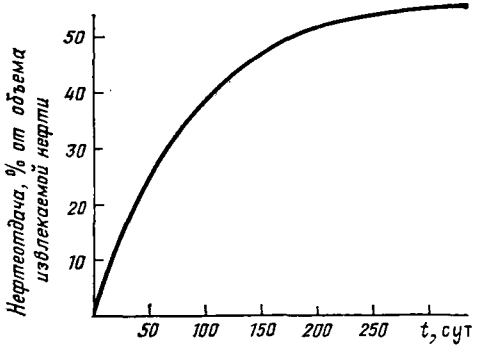


Рис. D.4. Зависимость нефтеотдачи от времени, адаптированная для блоков высотой 2 м в случае вытеснения нефти водой ($\sigma_{\text{в.н}} = 32 \cdot 10^{-3}$ Н/м; $\theta = 28°$, вязкость воды в пластовых условиях $\mu_{\text{в}} = 0{,}78$ мПа·с)

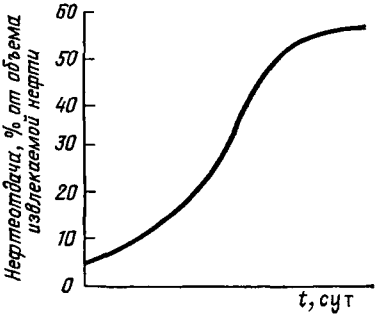


Рис. D.5. Зависимость нефтеотдачи от времени для блоков высотой 2 м в полулогарифмических координатах

Накопленный объем нефти, извлекаемой за счет пропитки, равен произведению нефтеотдачи на $5{,}11 \cdot 10^5$ м^3 (объем извлекаемой нефти из одного ряда). Из табл. D.2 следует, что годовая добыча из всех рядов блоков составляет в среднем 10^6 м^3/год.

I.3. Адаптация модели на основе материального баланса

Поскольку нефть добывается за счет двух механизмов вытеснения: упругих сил ($N_{\text{д.упр}}$) и капиллярной пропитки ($N_{\text{д.проп}}$), можно написать следующее уравнение материального баланса:

$$N_{\text{д}} = N_{\text{д.упр}} + N_{\text{д.проп}};$$

$$N_{\text{д.упр}} = N_{\text{д}} - N_{\text{д.проп}} = V\Phi\,(1 - S_{\text{в.нач}}\, C_{\text{н.р}}\, \Delta P\, (1/B_{\text{н}}).$$

Объем залежи $V = (H_{\text{рз}} - H_{\text{в}})$.

Падение давления в залежи составит:

$$\Delta p = \frac{(N_{\text{д}} - N_{\text{д.проп}})\, B_{\text{н}}}{V\Phi(1 - S_{\text{в.нач}})\, C_{\text{н.р}}} =$$

$$= \frac{(N_{\text{д}} - N_{\text{д.проп}})\, 1{,}34}{5{,}62 \cdot 10^6\,(80 - H_{\text{в}}) \times 0{,}145 \times (1 - 0{,}32)\, 1{,}48 \cdot 10^2},$$

$$\Delta p = \frac{N_{\text{д}} - N_{\text{д.проп}}}{80 - H_{\text{в}}} \times 1{,}63 \cdot 10^{-4} = \frac{N_{\text{д.упр}}}{80 - H_{\text{в}}} \times 1{,}63 \cdot 10^{-4}.$$

Так как $N_{\text{д}}$ и $H_{\text{в}}$ известны из данных о разработке залежи (графы 4 и 5 табл. D.1), а $N_{\text{д.проп}}$ рассчитано (см. табл. D.2), нетрудно найти падение давления Δp и пластовое давление p (графа 7 табл. D.3).

Таблица D.3

Время, мес	$N_{\text{д}}$, м^3	$H_{\text{в}}$, м	$N_{\text{д.проп}}$, м^3	$N_{\text{д.упр}}$, м^3	Δp, МПа	Пластовое давление, МПа	
						расчетное	замеренное
1	2	3	4	5	6	7	8
0	0	0	0	0		26,8	26,8
6	871000	4	449000	422000	0,906	25,895	25,9
12	1442000	8	1000000	742000	1,680	25,112	25,2
18	2605000	12	1550000	1055000	2,528	24,272	24,2
24	3492000	16	2100000	1392000	3,545	23,254	23,4

Сравнение данных, приведенных в графах 7 и 8 табл. D.3, показывает, что они хорошо совпадают.

II. Расчет показателей дальнейшей разработки залежи

Для случая, когда скорость перемещения ВНК не изменяется и уровень добычи сохраняется постоянным, снижение пластового давления можно рассчитать следующим образом (табл. D.4).

Исходя из заданной годовой добычи, равной 1 500 000 м³, добыча на каждом шестимесячном шаге составит 750 000 м³ за 0,5 года (графа 2 табл. D.4).

Таблица D.4

Время, мес	$\Delta N_д/\Delta t$, м³/0,5 года	$N_д$, м³	$H_в$, м	80—$H_в$, м	$N_{д.проп}$, м³	$N_{д.упр}$, м³	ΔP, МПа	$P_{нас}$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	7	3942000	16	64	210000	1392000	3,545	23,254
30	750000	4242000	20	60	265000	1592000	4,324	22,476
36	750000	4992000	24	56	320000	1792000	5,2111	21,590
42	750000	5742000	28	52	3750000	1992000	6,244	20,555
48	750000	6492000	32	48	4300000	2192000	7,444	19,356
54	750000	7242000	36	44	4850000	2392000	8,861	17,938
60	750000	7992000	40	40	5400000	2592000	10,56	16,240

Падение давления рассчитывают по уравнению

$$\Delta p = \frac{N_{д.упр}}{80 - H_в} \times 1{,}63 \cdot 10^{-4}.$$

В графе 3 приводятся данные о накопленной добыче, в графах 4 и 5 — положения ВНК и мощность зоны истощения; в графе 6 — накопленная добыча за счет капиллярной пропитки с учетом перемещения ВНК.

В графе 7 приведены данные о добыче, получаемой при упругом режиме как разность величин в графах 3 и 6. В графе 8 даны величины падения пластового давления, а в графе 9 — пластовые давления, полученные как разность начального пластового давления $P_{нач}$ и ΔP:

$$P_{нас} = P_{нас.нач} - \Delta P.$$

Задача Е

Известна история разработки залежи, приуроченной к трещиноватым коллекторам, за 11-летний период, а также изменения положения ГНК, ВНК. Начальные положения водяной, нефтяной и газовой зон даны на рис. Е.1.

Основные характеристики залежи: $\Phi = 0{,}162$, $S_{в.нач} = 0{,}38$, $B_н = 1{,}21$, $P_{нас}$—постоянное независимо от глубины, $P_{н.нач} = 26$ МПа,

Рис. Е.1. Начальное распределение флюидов в залежи

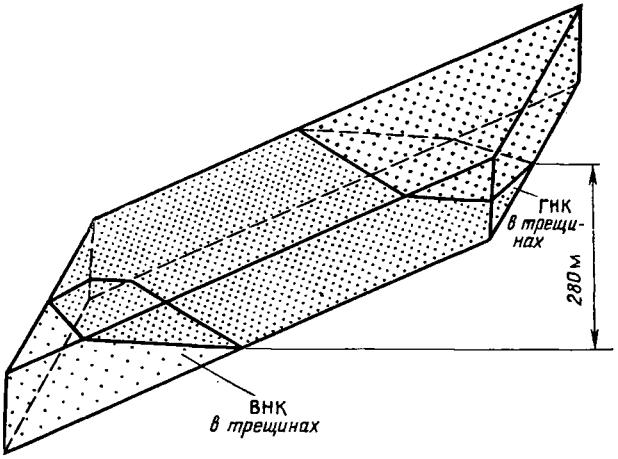
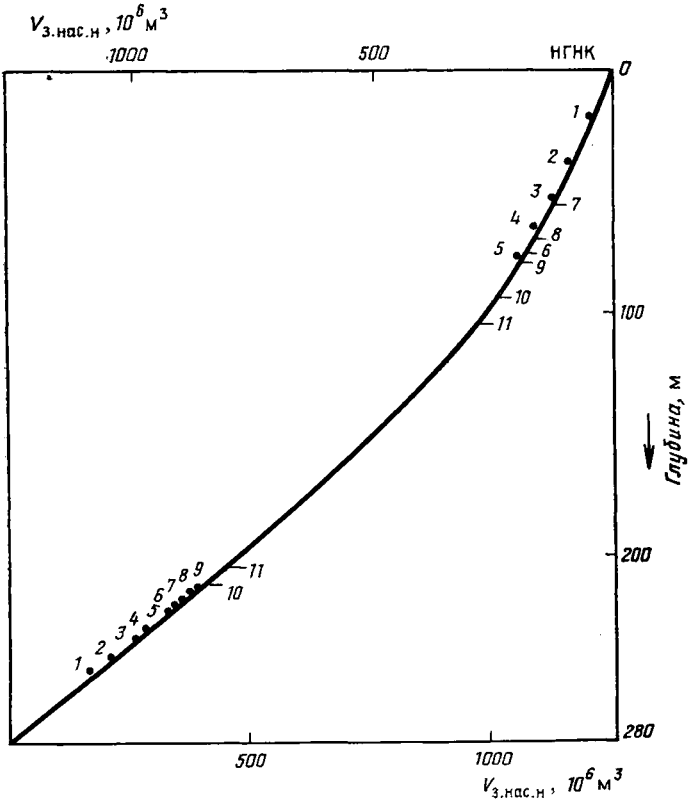


Рис. Е.2. Изменение объема залежи с глубиной (отнесенное к ГНК)



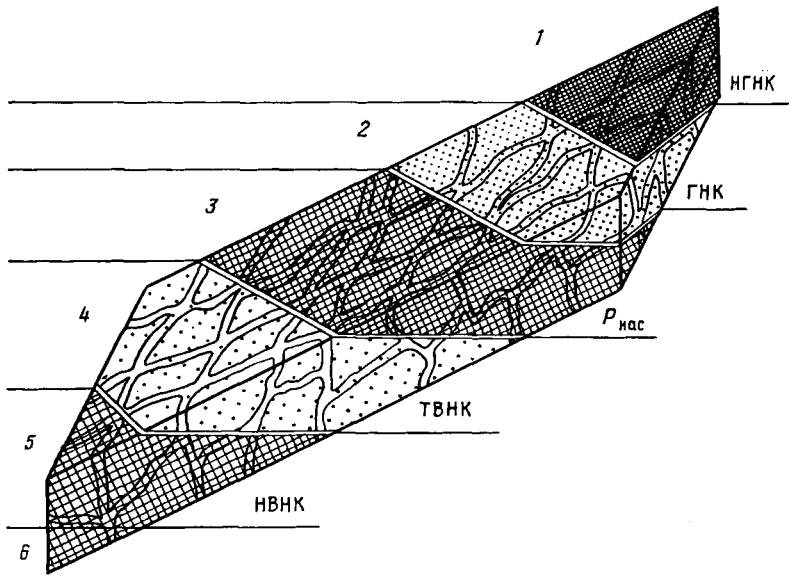


Рис. Е.3. Деление залежи на зоны после начала разработки.

Зоны: *1* — газовой шапки, *2* — расширения газовой шапки, *3* — разгазирования, *4* — нефтенасыщенная, *5* — заводнения, *6* — водяная

$\gamma_н = 0{,}83$ кг/дм^3, $\gamma_в = 1{,}03$ кг/дм^3, $H = 280$ м (общая мощность), $V_{з.нас.н} = 1260 \cdot 10^6$ м^3 (начальный объем нефтенасыщенной зоны), $V_{з.нас.н} = f(H)$ (рис. Е.2).

На второй стадии разработки при расширении газовой шапки и внедрении воды выявлено наличие зон газовой, разгазирования, упругого режима и заводнения (рис. Е.3).

Параметры, характеризующие 11-летний период разработки, собраны в табл. Е.1: в графах 1 и 2 — время с начала разработки; в графе 3 — накопленная добыча $N_д$, в графе 4 — среднемесячные дебиты залежи, в графах 5 и 6 — положение ГНК ($H_г$) и ВНК ($H_в$).

Примечание. Оба уровня ГНК и ВНК замерялись в наблюдательных скважинах относительно НГНК. Таким образом, $H_г = 1 - H_в$.

Требуется определить:

1) начальные запасы нефти в зонах заводнения и газовой;

2) объем нефти, добытый из зон разгазирования и упругого режима;

3) нефтеотдачу залежи;

4) нефтеотдачу зоны заводнения.

Решение

I. Расчет начальных запасов нефти в зонах заводнения и газовой

Основываясь на определениях перемещения ГНК и ВНК, в наблюдательных скважинах (см. табл. Е.1, графы 5 и 6), можно оценить объемы указанных зон $VB_{г.з}$ и $VB_{з.з}$ из графика на рис. Е.2.

I.1. Расчет $V_{г.з}$

В газовой зоне ГНК, как видно из графы 5 табл. Е.1, перемещается вниз, но в течение 6, 7, 8 годов разработки он перемещался вверх. Значения $H_г$ — текущее положение ГНК относительно НГНК.

Пример. К концу третьего года разработки ГНК переместился на глубину $H_г=51$ м. С учетом графика (см. рис. Е.2), объем зоны, дренируемой расширяющейся газовой шапкой, $VB_{г.з}=127{,}8\times\times10^6$ м^3, а начальные запасы нефти в этой зоне $V_{г.з}=VB_{г.з}\,\Phi\,(1-S_{в.нач})=127{,}8\cdot10^6\times0{,}162(1-0{,}38)$, $V_{г.з}=12{,}84\cdot10^6$ м^3.

Результаты, полученные на каждом временно́м шаге, приводятся в графе 7 табл. Е.1.

I.2. Расчет $V_{з.з}$

Аналогичным образом оценим начальные запасы в зоне заводнения.

Пример. К концу третьего года разработки текущее положение ВНК оказалось на 42 м выше НВНК. С учетом графика (см. рис. Е. 2) рассчитаем объем заводненной зоны $VB_{з.з}=262{,}5\times\times10^6$ м^3, а начальные запасы в этой зоне $V_{з.з}=262{,}5\cdot10^6\times0{,}162(1-0{,}38)=26{,}37\cdot10^6$ м^3.

Результаты расчетов $V_{з.з}$ на каждом временно́м шаге приведены в графе 8 табл. Е.1.

II. Расчет добычи нефти из зон разгазирования и упругого режима

II.1. Определение границ зон разгазирования и упругого режима

Используя данные о пластовом давлении (см. табл. Е.1, графа 14), на уровне НГНК и зная границы зон газовой и заводнения, можно оценить размеры зон разгазирования и упругого режима.

Пример. Пластовые давления $P_{пл}$ к концу первого и второго годов разработки соответственно составили 25,7 и 252 МПа (на уровне НГНК), причем начальное пластовое давление было равно 26 МПа. На рис. Е.4 приведена диаграмма (в предположении о том, что давление насыщения не изменяется с глубиной) для плас-

Таблица Е.1

Результаты замеров						Расчетные данные							
Конец года	Конец месяца	$N_д$, 10^6 м³	Среднесуточная добыча $Q_{ср}$, 10^3 м³/сут	$H_г$, м	$H_в$, м	$V_{г.з}$, 10^6 м³	$V_{з.з}$, 10^6 м³	$N_д$, 10^6 м³	$N_{д.упр}$, 10^6 м³	$N_{д.г.р}$, 10^6 м³	P' 10^6 м³	$N_д/N$, %	Замеренное пластовое давление P на уровне НГНК, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	6	3,55				4,30	16,27	4,30	0,00	0,00	4,30	3,39	
1	12	4,13	3,210	20	30	5,34	17,96	5,00	0,05	0,02	4,93	3,94	25,7
	6	4,83	3,900			6,91	20,10	5,85	0.08	0,13	5,64	4,62	25,5
2	12	5,75	5,090	40	36	9,00	21,98	6,96	0,20	0,27	6,49	5,49	25,2
	6	6,61	4,810			11,05	24,13	8,01	0,28	0,37	7,36	6,52	25,0
3	12	7,48	4,810	51	42	12,84	26,37	9,06	0,38	0,50	8,18	7,15	24,6
	6	8,30	4,540			14,49	28,11	10,05	0,46	0,58	9,01	7,93	24,5
4	12	9,17	5,000	64	46	16,78	29,92	11,14	0,62	0,60	9,92	8,79	24,3
	6	9,58	4,680			18,81	31,76	12,16	0,68	0,70	10,78	9,60	24,1
5	12	10,88	4,630	78	54	20,82	33,31	13,17	0,76	0,77	11,64	10,40	24,1
	6	11,24	2,020			20,52	34,42	13,61	0,76	0,80	12,05	10,75	24,1
6	12	11,24	—	76	57	19,24	34,66	13,61	0,76	0,80	12,05	10,75	24,2
	6	11,24	—			18,04	34,76	13,61	0,76	0,80	12,05	10,75	24,2
7	12	11,24	—	56	62	16,83	34,89	13,61	0,76	0,80	12,04	10,75	24,3
	6	11,42	0,960			16,53	35,18	13,82	0,72	0,84	12,21	10,91	24,0
8	12	11,76	1,920	70	64	17,47	35,80	14,24	0,78	0,88	12,58	11,24	23,8
	6	12,26	2,750			18,78	37,20	14,84	0,83	0,90	13,11	11,72	23,7
9	12	12,88	3,430	80	68	20,43	38,71	15,59	0,89	0,96	13,74	12,31	23,5
	6	13,45	3,670			22,23	30,32	16,39	0,93	1,06	14,40	12,94	23,2
10	12	14,23	3,850	94	71	24,42	41,90	17,23	0,98	1,13	15,12	13,60	22,9
	6	14,76	2,938			25,66	43,12	17,87	1,03	1,26	15,68	14,11	22,7
11	12	15,36	2,754	106	74	27,10	44,49	18,57	1,05	1,28	16,24	14,66	22,4

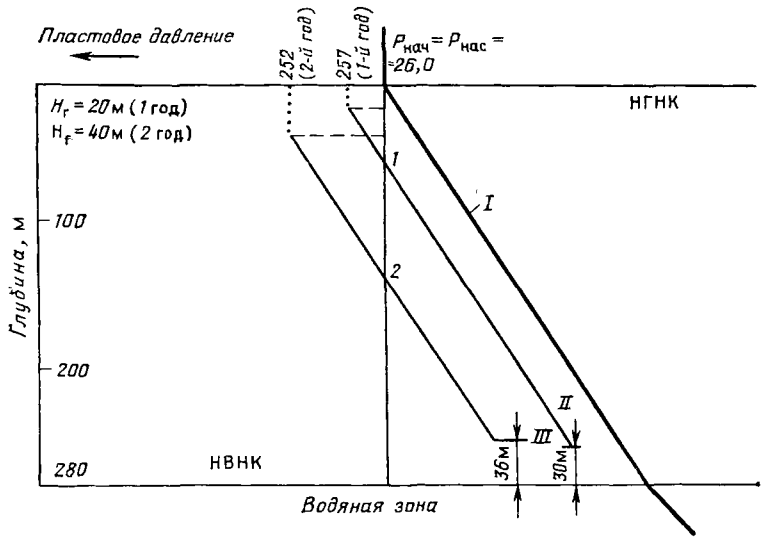


Рис. Е.4. Графический способ определения границ зон разгазирования и упругого режима на конец первого и второго годов разработки:
I — изменение давления в нефти с глубиной; *II* — ВНК через один год; *III* — ВНК через два года

тового давления к концу первого года разработки, равного 25,7 МПа, с учетом градиента давления в газовой зоне, ограниченной новым положением текущего ГНК $H_г$=20 м. Построим линию текущего пластового давления, считая, что градиент давления в нефти равен 0,083 вплоть до уровня текущего ВНК $H_в$=30 м. Пересечение этой линии с линией начального пластового давления (точка *1* на рис. Е.4) соответствует глубине, на которой проходит граница, отделяющая зону разгазирования вверху ($25{,}7<p<26{,}0$) от зоны упругого режима внизу ($p>26{,}0$). Аналогичную процедуру проделаем для пластового давления на конец второго года разработки, когда давление снизилось до 25,2 МПа и получим новую точку пересечения указанных линий (точка *2* на рис. Е.4), которая соответствует глубине границы, разделяющей обе зоны. Теперь, имея точку *1* (см. рис. Е.4) на пересечении вертикальной линии $P_{нас}=P_{нач}=26{,}0$ МПа=const и новой линии пластового давления к концу первого года разработки, получим следующее распределение зон в залежи: зона расширяющейся газовой шапки в интервале 0—20 м, мощность 20 м; зона разгазирования в интервале 20—60 м, мощность 40 м; нефтенасыщенная зона в интервале 60—250 м, мощность 190 м; зона заводнения в интервале 250—280 м, мощность 30 м.

Аналогично с учетом точки *2* на пересечении линий получим распределение: зона расширяющейся газовой шапки в интервале 0—40 м, мощность 40 м; зона разгазирования в интервале 40—141 м, мощность 101 м; нефтенасыщенная зона в интервале 141—

244 м, мощность 103 м; зона заводнения в интервале 244—280 м, мощность 36 м.

Для каждого шага по времени на протяжении 11 лет разработки границы между зонами расширяющейся газовой шапки и заводнения можно определить, используя описанную процедуру.

II.2. Оценка добычи

Определив границы обеих зон с помощью диаграммы на рис. Е.4, можно оценить их физический объем и запасы нефти как в зоне разгазирования, так и в нефтенасыщенной. Нетрудно, используя известные соотношения, рассчитать накопленную добычу для каждой зоны.

Результаты расчетов за весь 11-летний период разработки даны в графах 10 и 11 табл. Е.1.

III. Оценка общей нефтеотдачи

Зная реальную добычу из залежи $N_д$ (графа 3 в табл. Е.1), можно привести ее к объему добытой нефти в пластовых условиях (графа 9 в табл. Е.1): $N_{д.пл}=N_д B_н=N_д\times 1{,}21$.

Начальные запасы нефти в пластовых условиях $НЗНП=V\Phi\times\times(1-S_{в.нач})=1260\cdot 10^6\times 0{,}162(1-0{,}38)$, $НЗНП=126{,}6\cdot 10^6$ м^3 (в пластовых условиях).

Нефтеотдачу находят делением объема добычи (графа 9) нефти на НЗНП в пластовых условиях и записывают в графу 13 табл. Е.1.

IV. Оценка нефтеотдачи в зоне заводнения

IV.1. Теоретические предпосылки

Применим процедуру, использованную в разделе 10.4. Уравнение материального баланса, описывающее добычу нефти из всех четырех зон (заводнения, разгазирования, нефтенасыщенной и газовой):

$$N_д = R_г + V_{г.з} + N_{д.г.р} + N_{д.упр} + R_в + V_{з.з}, \qquad (Е.1)$$

что можно записать как

$$R_г V_{г.з} + R_в V_{з.з} = P' \qquad (Е.2)$$

если

$$P' = N_д - N_{д.г.р} - N_{д.упр}. \qquad (Е.3)$$

Разделив уравнение (2) на $V_{г.з}$, получим

$$R_г + R_в (V_{з.з}/V_{г.з}) = P'/V_{г.з}, \qquad (Е.4)$$

что для n шагов по времени даст

$$nR_{\text{г}}+R_{\text{в}}\sum_{1}^{n}\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}=\sum_{1}^{n}\frac{P'}{V_{\text{г.з}}}. \qquad \text{(Е.5)}$$

Умножив обе части уравнения (Е. 4) на коэффициент внедрения $V_{\text{з.з}}/V_{\text{г.з}}$, получим в результате

$$R_{\text{г}}\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}+S_{\text{в}}\left(\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}\right)^2=P'\frac{V_{\text{з.з}}}{(V_{\text{г.з}})^2} \qquad \text{(Е.6)}$$

или для n шагов по времени

$$R_{\text{г}}\sum_{1}^{n}\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}+R_{\text{в}}\sum_{1}^{n}\left(\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}\right)^2=P'\frac{V_{\text{з.з}}}{(V_{\text{г.з}})^2}. \qquad \text{(Е.7)}$$

IV.2. Процедура расчета

По уравнениям (Е.5) и (Е.7) вычислим для каждого шага по времени (22 шага) за 11-летний период разработки значения нефтеотдачи $R_{\text{г}}$ и $R_{\text{в}}$. Результаты расчетов и необходимые для них коэффициенты уравнений (Е.5) и (Е.7) представлены в табл. Е.2.

Таблица Е.2

Годы	Месяцы	$\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}$	$\sum\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}$	$\frac{P'}{V_{\text{г.з}}}$	$\sum\left(\frac{P'}{V_{\text{г.з}}}\right)$	$\left(\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}\right)^2$	$\sum\left(\frac{V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}}\right)^2$	$\frac{P'V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}V_{\text{г.з}}}$	$\sum\frac{P'V_{\text{з.з}}}{V_{\text{г.з}}V_{\text{г.з}}}$	$R_{\text{в}}$, %	$R_{\text{г}}$, %	$\frac{P'}{V_{\text{г.з}}+V_{\text{з.з}}}$
	6	3,77	3,77	1,00	1,00	14,26	14,25	3,77	3,77	18,3	31,1	0,209
1	12	3,36	7,38	0,92	1,92	13,00	27,27	3,33	7,10	18,3	31,2	0,2115
	6	2,90	10,29	0,81	2,74	8,45	35,72	2,37	9,48	17,6	30,2	0,2088
2	12	2,44	12,73	0,72	3,46	5,96	41,69	1,76	11,24	17,4	29.6	0,2094
	6	2,18	14,91	0,66	4,13	4,76	46,45	1,45	12,70	17,2	29,2	0,2092
3	12	2,05	16,97	0,34	4,77	4,21	50,67	1,31	14,02	17,1	29,0	0,2095
	6	1,93	18,90	0,62	5,39	3,75	54,43	1,20	15,22	17,2	29,0	0,2115
4	12	1,78	20,69	0,59	5,98	3,17	57,60	1,05	16,27	16,9	28,0	0,2123
	6	1,69	22,38	0,57	6,55	2,86	60,46	0,97	17,24	17,0	28,7	0,2131
5	12	1,60	23,98	0,55	7,11	2,56	63,02	0,89	18,14	16,9	28,8	0,2150
	6	1,67	25,66	0,58	7,70	2,81	65,84	0,98	19,12	17,4	29,5	0,2190
6	12	1,80	27,46	0,62	8,32	3,24	69,08	1,12	20,25	17,9	30,4	0,2230
	6	1,92	29,38	0,66	8,99	3,68	72,77	1,27	21,52	18,4	31,4	0,2282
7	12	2,07	31,45	0,71	9,70	4,29	77,07	1,48	23,00	18,9	32,3	0,2327
	6	2,12	33,58	0,73	10,44	4,52	81,59	1,57	24,58	19,3	32,7	0,2361
8	12	2,05	35,63	0,72	11,16	4,21	85,80	1,47	26,08	19,8	32,6	0,2361
	6	1,97	37,61	0,69	11,86	3,91	98,72	1,38	27,44	18,9	32,3	0
9	12	1,89	39,50	0,67	12,53	3,58	98,30	1,27	28,71	18,6	31,8	0,2323
	6	1,81	41,31	0,64	13,18	3,28	96,59	1,17	29,88	18,4	31,4	0,2302
10	12	1,71	43,03	0,61	13,80	2,94	99,54	1,06	30,95	18,2	30,7	0,2279
	6	1,66	44,71	0,61	14.41	2,82	102,36	1,02	31,97	18,2	30.6	0,2265
11	12	1,63	46,35	0,59	15,01	2,68	105,04	0,98	32,95	18,0	30,5	0,2268

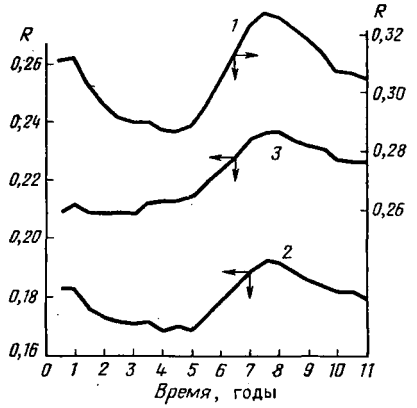


Рис. Е.5. Сопоставление кривых нефтеотдачи и чистой продукции во времени: $1 - R_г$; $2 - R_в$; $3 - P'/V_{з.з}+V_{г.з}$

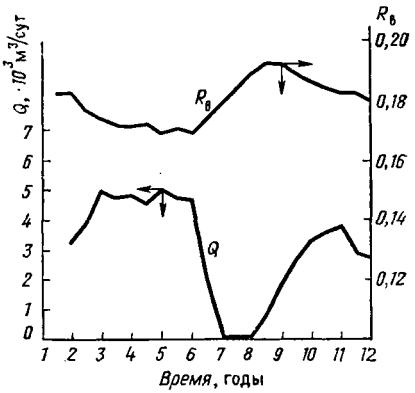


Рис. Е.6. Сопоставление водоотдачи и дебита залежи во времени

Пример. Рассмотрим период к концу второго года разработки, на который имеются данные для $n=4$ шагам по времени.

По уравнению (Е.5) $4R_г+R_в\times 12{,}73=3{,}46$, по уравнению (Е.7) $R_г\times 12{,}73+R_в\times 41{,}69=11{,}24$.

Решение системы этих уравнений дает искомые значения нефтеотдачи: $R_г=26{,}9\%$, $R_в=17{,}4\%$.

IV.3. Обсуждение результатов

Рассматривая изменение значений нефтеотдачи $R_г$ и $R_в$ в зонах активных напорных режимов за 11-летний период разработки, можно сделать следующие выводы.

Сравнивая кривые $R_в$, $R_г$ и $P'/(V_{з.з}+V_{г.з})$, представленные на рис. Е.5, можем отметить, что большие величины нефтеотдачи получены в те периоды, когда величина $P'/(V_{з.з}+V_{г.з})$ возрастала. Следовательно, увеличение нефтеотдачи наблюдалось в те моменты, когда размеры зон газовой и заводнения росли медленно, или в те периоды, когда размеры этих зон уменьшались, как, например, в течение 6, 7 и 8 годов разработки.

Сопоставляя значения нефтеотдачи $R_г$ и $R_в$, отметим, что эффективность вытеснения в газовой зоне значительно выше, чем в зоне заводнения. Средние значения нефтеотдачи из этих зон соответственно составили: $\overline{R}_г=30{,}5\%$, $\overline{R}_в=17{,}87\%$.

Кроме того, когда средний отбор из залежи снижается (графа 4 в табл. Е.1), величины нефтеотдачи увеличиваются, как это показано на рис. Е.6. Уменьшение отбора тесно связано с увеличением $R_г$ и $R_в$, что указывает на то, что величина нефтеотдачи в трещиноватых коллекторах тесно связана с изменением темпа извлечения нефти. Этот последний результат непосредственно связан с

зависимостью нефтеотдачи от времени для единичного блока, отдающего нефть при режимах гравитационного и капиллярного вытеснения.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

B — объемный фактор
C — сжимаемость
DF — фактор истощения
g — ускорение свободного падения
H, h — высота
J — функция Леверетта
K — проницаемость
M — подвижность
N — запасы
n — число блоков
P — давление
q — дебит
R — нефтеотдача
r — радиус
S — насыщенность
t — время
u — скорость
ВНК — водонефтяной контакт
ГНК — газонефтяной контакт
НВНК — начальный водонефтяной контакт
НГНК — начальный газонефтяной контакт
γ — удельный вес, плотность
μ — вязкость
σ — межфазное натяжение
θ — контактный угол

ИНДЕКСЫ

бл — блок
бл. р — блоков в ряду
б — безразмерный
б. гр — безразмерный (гравитационные силы)
б. к — безразмерный (капиллярные силы)
в — вода
в. тр — вода в трещине
в. о — связанная (остаточная) вода
вн — внешняя граница
гр — гравитационный
гр. нач — начальный гравитационный
г. з — зона расширяющейся газовой шапки, зона вторгающегося газа
г — газ
г. р — режим растворенного газа
г. тр — газ в трещинах
г. р. д — растворенный газ добытый
д — добытый
д. проп — добыча за счет пропитки
д. упр — добытый за счет упругости
з. з — зона заводнения
н — нефть
н. р — растворенная нефть
н. м — нефть в матрице
нач — начальный
д. проп — добыча за счет пропитки
д. упр — добытый за счет упругости
рз — резервуар
о — относительный
проп — пропитка
р — растворенный
скв — скважина
упр — упругий
эф — эффективный
1 — матрица
2 — трещина

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Saidi A. M., Martin R. E.*, 1965. Applications of Reservoir Engineering in the Development of Iranian Reservoir. Paper presented to the ECAPE symposium of Petroleum, p. 10—20.

2. *Andersen K. H., Baker R. L., Raoofi J.*, 1963. The Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs. Proceeding of the Sixth World Petroleum Congress, Section II, Paper 14.

3. *Khatib A. K.*, 1965. Use of mathematical models for the evaluation of a fractured carbonate reservoir. Fifth Arab Petroleum Congress, Cairo, March.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 5

ЧАСТЬ I. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА 9

Глава 1. Основы геологии 10

1.1. Введение 10
1.2. Геологические условия трещинообразования 13
1.3. Геологическая модель трещинообразования 27
1.4. Значение стилолитизации и трещиноватости 33
1.5. Количественная оценка трещиноватости 41
Основные обозначения 50
Список литературы 50

Глава 2. Обнаружение и оценка трещин 51

2.1. Классификация трещин 52
2.2. Основные параметры трещин 55
2.3. Прямая оценка трещиноватости 66
2.4. Обработка результатов 81
2.5. Применение результатов изучения трещинообразования 94
Основные обозначения 104
Список литературы 104

Глава 3. Трещиноватые пласты-коллекторы. Примеры из мировой практики 105

3.1. Трещиноватые карбонатные пласты-коллекторы 106
3.2. Трещиноватые глинистые и песчаные пласты-коллекторы 124
3.3. Трещиноватые пласты-коллекторы сланцеватых глин 130
3.4. Трещиноватые пласты-коллекторы пород фундамента 135
Список литературы 139

Глава 4. Физические свойства пород 140

4.1. Введение 140
4.2. Пустотность 141
4.3. Проницаемость 149
4.4. Изучение основных параметров пород K, Φ, S 166
4.5. Сжимаемость трещиноватых пород 187
4.6. Относительная проницаемость при течении жидкостей в трещиноватых пластах-коллекторах 193
4.7. Кривая капиллярного давления 214
Основные обозначения 229
Список литературы 231

Глава 5. Применение методов геофизических исследований скважин (ГИС) для оценки трещиноватости 233

5.1. Введение 233
5.2. Методы ГИС для оценки глинистости 234
5.3. Кавернометрия 235
5.4. Термометрия 236
5.5. Методы ГИС по сопротивлению (электрометрия) 238
5.6. Наклонометрия 243
5.7. Методы ГИС для определения пустотности 248
5.8. Скважинный телевизор 259
5.9. Заключение 262
5.10. Количественная интерпретация 264
Основные обозначения 267
Список литературы 267

ЧАСТЬ II. ТЕЧЕНИЕ ОДНОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ К СКВАЖИНЕ 269

Глава 6. Течение жидкостей к скважине в трещиноватой породе с непроницаемой матрицей (блоками) 270
6.1. Закон течения однородных жидкостей 271
6.2. Стационарное течение однородных жидкостей через систему трещины к скважине 282
6.3. Течение газа в трещиноватом пласте-коллекторе 305
6.4. Неустановившееся течение в трещинной системе с непроницаемой матрицей блоков 313
Основные обозначения 316
Список литературы 316

Глава 7. Течение жидкости к скважине в трещиноватой породе с двумя видами пустотности 317
7.1. Основные уравнения течения 320
7.2. Обсуждение модели Уоррена—Рута [1] 340
7.3. Обсуждение метода Полларда 369
Основные обозначения 375
Список литературы 376

Глава 8. Некоторые специальные проблемы течения жидкости к скважине 376
8.1. Вступление 376
8.2. Интерференция скважин 377
8.3. Оценка анизотропии в трещиноватых коллекторах 387
8.4. Использование эталонных кривых для анализа притока к скважине 406
Основные обозначения 406
Список литературы 406

ЧАСТЬ III. ГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТА 407

Глава 9. Процесс вытеснения нефти из единичного блока 408
9.1. Введение 408
9.2. Упрощенная гидродинамическая модель вытеснения нефти из матрицы 408
9.3. Упрощенная физическая модель вытеснения жидкости из блоков матрицы 422
9.4. Концепции и экспериментальные исследования. Капиллярное вытеснение из единичного блока 433
9.5. Другие аспекты механизма вытеснения нефти из единичного блока 465
9.6. Теория нефтеизвлечения из единичного блока 471
Основные обозначения 479
Список литературы 480

Глава 10. Механизм извлечения нефти из трещиноватых пород-коллекторов 481
10.1. Введение 481
10.2. Описание процесса истощения залежи 484
10.3. Механизмы нефтеотдачи в различных зонах трещиноватых пород-коллекторов 490
10.4. Некоторые специфические особенности расчетов применительно к трещиноватым породам-коллекторам 524
Основные обозначения 533
Список литературы 534

Глава 11. Численные методы моделирования трещиноватых коллекторов 534
11.1. Введение 534
11.2. Модели течений 536
11.3. Многокомпонентные математические модели 554
Основные обозначения 558
Список литературы 558

Глава 12. Примеры расчетов параметров разработки залежей в трещиноватых коллекторах 559
12.1. Основные характеристики и история разработки некоторых залежей в трещиноватых коллекторах 560
12.2. Упрощенные примеры расчетов 568
Основные обозначения 605
Список литературы 605

ТЕОДОР Д. ГОЛФ-РАХТ

ОСНОВЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Редакторы издательства *Н. А. Тарусова, Н. В. Чистякова*
Переплет художника *А. Е. Чучканова*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Л. Я. Голова*
Корректор *А. П. Стальнова*

ИБ № 6509

Сдано в набор 18.11.85. Подписано в печать 14.03.86. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 38,0. Усл. кр.-отт. 38,0. Уч.-изд. л. 40,0. Тираж 1900 экз. Заказ 848/558-7. Цена 3 руб.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, Третьяковский проезд, 1/19.
Ярославский полиграфкомбинат Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 150014, Ярославль, ул. Свободы, 97.